SEJM
RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
IX kadencja
Prezes Rady Ministrów
RM-0610-45-23

Druk nr 3279

Warszawa, 8 maja 2023 r.

Pani
Elżbieta Witek
Marszałek Sejmu
Rzeczypospolitej Polskiej

Szanowna Pani Marszałek,

na podstawie art. 118 ust. 1 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej przedstawiam Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej projekt ustawy

- o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.

Projekt ma na celu wykonanie prawa Unii Europejskiej.

Projekt ustawy zawiera przepisy dotyczące możliwości udzielenia pomocy publicznej, która w razie zamiaru jej przyznania będzie wymagała notyfikacji Komisji Europejskiej. Minister Klimatu i Środowiska został zobowiązany do podjęcia działań mających na celu notyfikację projektu ustawy Komisji Europejskiej wynikającą z zamiaru przyznania pomocy publicznej.

Do prezentowania stanowiska Rządu w tej sprawie w toku prac parlamentarnych został upoważniony Minister Klimatu i Środowiska.

Z poważaniem

Mateusz Morawiecki

/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/

Projekt

U S T A W A

z dnia

o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw[1), 2)]

Art. 1. W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687) wprowadza się następujące zmiany:

1) w odnośniku nr 1 do ustawy uchyla się pkt 1;

2) w art. 1:

a) w ust. 1:

– w pkt 1 w lit. b dodaje się przecinek i dodaje się lit. ba i bb w brzmieniu:

„ba) biogazu,

bb) biometanu”,

– w pkt 2 w lit. c dodaje się przecinek i dodaje się lit. d i e w brzmieniu:

„d) biogazu,

e) biometanu”,

– pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) zasady wydawania gwarancji pochodzenia dla wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii: energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu oraz biogazu rolniczego;”,

b) w ust. 2 wyrazy „rozdziału 6” zastępuje się wyrazami „rozdziałów 5 i 6”;

---

1) Niniejsza ustawa w zakresie swojej regulacji wdraża dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, Dz. Urz. UE L 311 z 25.09.2020, str. 11, Dz. Urz. UE L 41 z 22.02.2022, str. 37 oraz Dz. Urz. UE L 139 z 18.05.2022, str. 1).

2) Niniejszą ustawą zmienia się ustawy: ustawę z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, ustawę z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami, ustawę z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska, ustawę z dnia 22 października 2004 r. o jednostkach doradztwa rolniczego, ustawę z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków, ustawę z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników, ustawę z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, ustawę z dnia 20 maja 2021 r. zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw oraz ustawę z dnia 21 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.

3) w art. 2:

a) pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) biogaz rolniczy – gaz otrzymywany w procesie fermentacji metanowej:

a) produktów rolnych oraz produktów ubocznych rolnictwa, w tym odchodów zwierzęcych,

b) produktów z przetwórstwa produktów pochodzenia rolniczego i produktów ubocznych, odpadów lub pozostałości z tego przetwórstwa, w tym z przetwórstwa i produkcji żywności, z zakładów przemysłowych, a także z zakładowych oczyszczalni ścieków z przetwórstwa rolno-spożywczego, w których jest prowadzony rozdział ścieków przemysłowych od pozostałych rodzajów osadów i ścieków,

c) produktów spożywczych przeterminowanych lub nieprzydatnych do spożycia,

d) tłuszczów i mieszanin olejów z separacji olej/woda zawierających wyłącznie oleje jadalne i tłuszcze,

e) biomasy roślinnej zebranej z terenów innych niż zaewidencjonowane jako rolne lub leśne,

f) odchodów zwierzęcych pozyskanych z działalności innej niż rolnicza

– z wyłączeniem biogazu pozyskanego z odpadów komunalnych, ze składowisk odpadów, a także z substratów pochodzących z oczyszczalni ścieków innych niż wymienionych w lit. b;”,

b) po pkt 3b dodaje się pkt 3c w brzmieniu:

„3c) biometan – gaz uzyskany z biogazu, biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego, poddanych procesowi oczyszczenia, wprowadzany do sieci gazowej lub transportowany w postaci sprężonej albo skroplonej środkami transportu innymi niż sieci gazowe, lub wykorzystany do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu;”,

c) po pkt 4b dodaje się pkt 4c i 4d w brzmieniu:

„4c) ciepło – ciepło w rozumieniu art. 3 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne;

4d) chłód – energia cieplna zawarta w wodzie lodowej lub w innych jej nośnikach powodujących obniżanie temperatury danego obiektu;”,

d) w pkt 5 po wyrazach „biogazem rolniczym” dodaje się wyraz „ , biometanem”,

e) po pkt 11 dodaje się pkt 11^1 w brzmieniu:

„11^1)energia otoczenia – energię o charakterze nieantropogenicznym, skumulowaną w środowisku na danym terenie w postaci ciepła, która na tym terenie może znajdować się w wodach powierzchniowych, w ściekach lub w powietrzu, z wyłączeniem powietrza wylotowego;”,

f) pkt 11a otrzymuje brzmienie:

„11a)hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, w którym stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej w ciągu roku stanowi stosunek ilości MWh wytworzonej energii elektrycznej na każdy MW mocy przyłączeniowej, przyłączonych do sieci elektroenergetycznej w jednym miejscu przyłączenia, wytwarzający energię elektryczną w tych urządzeniach wyłącznie z odnawialnych źródeł energii różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz spełniający następujące warunki:

a) żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu,

b) wyprowadzenie mocy z urządzeń wchodzących w skład tego zespołu do sieci elektroenergetycznej następuje przez urządzenie łączące ten zespół z siecią elektroenergetyczną, służące do transformacji energii do warunków niezbędnych do jej wprowadzenia do tej sieci,

c) zespół ten obejmuje magazyn energii służący do magazynowania energii elektrycznej pochodzącej z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu, przy czym udział energii pochodzącej z tych urządzeń wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii elektrycznej w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej wynosi nie mniej niż 5% na rok, do czego nie wlicza się energii elektrycznej pobranej z sieci;”,

g) pkt 13 otrzymuje brzmienie:

„13) instalacja odnawialnego źródła energii – instalację stanowiącą wyodrębniony zespół:

a) urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia

elektryczna lub ciepło lub chłód są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lub

b) obiektów budowlanych i urządzeń, stanowiących całość techniczno-użytkową służącą do wytwarzania biogazu, biogazu rolniczego, biometanu lub wodoru odnawialnego

– a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, magazyn biogazu lub instalacja magazynowa w rozumieniu art. 3 pkt 10a ustawy – Prawo energetyczne wykorzystywana do magazynowania biogazu rolniczego, biometanu lub wodoru odnawialnego;”,

h) pkt 15a otrzymuje brzmienie:

„15a) klaster energii – porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania, równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji energii elektrycznej lub paliw w rozumieniu art. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne lub obrotu nimi, lub w zakresie wytwarzania, magazynowania, równoważenia zapotrzebowania, przesyłania lub dystrybucji ciepła, lub obrotu ciepłem, w celu zapewnienia jego stronom korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych lub zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego, którego stroną jest co najmniej:

a) jednostka samorządu terytorialnego lub

b) spółka kapitałowa utworzona na podstawie art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 20 grudnia 1996 r. o gospodarce komunalnej (Dz. U. z 2021 r. poz. 679) przez jednostkę samorządu terytorialnego z siedzibą na obszarze działania klastra energii, lub

c) spółka kapitałowa, której udział w kapitale zakładowym spółki, o której mowa w lit. b, jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji;”,

i) pkt 19a otrzymuje brzmienie:

„19a) modernizacja – proces inwestycyjny, którego celem jest:

a) odtworzenie stanu pierwotnego lub zmiana parametrów użytkowych lub technicznych instalacji odnawialnego źródła energii albo

b) przekształcenie instalacji odnawialnego źródła energii w inny rodzaj instalacji odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem przekształcenia w instalację spalania wielopaliwowego, albo

c) przekształcenie jednostki wytwórczej w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne niestanowiącej instalacji odnawialnego źródła energii w instalację odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem przekształcenia w instalację spalania wielopaliwowego;”,

j) w pkt 19b:

– lit. b otrzymuje brzmienie:

„b) generatora, modułu fotowoltaicznego, elektrolizera lub ogniwa paliwowego podaną przez producenta na tabliczce znamionowej – w przypadku instalacji innej niż wskazana w lit. a albo c,”,

– dodaje się lit. c w brzmieniu:

„c) urządzenia służącego do transformacji energii, o którym mowa w pkt 11a lit. b – w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii;”,

k) po pkt 19b dodaje się pkt 19c w brzmieniu:

„19c) moc zainstalowana instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu – łączną maksymalną moc osiągalną instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, składającej się z zespołu urządzeń służących do wytwarzania biometanu, podaną przez producenta na tabliczce znamionowej, wyrażoną w MW energii zawartej w biometanie, a w przypadku jej braku – maksymalną moc osiągalną tego zespołu urządzeń określoną przez jednostkę posiadającą akredytację Polskiego Centrum Akredytacji;”,

l) pkt 22 otrzymuje brzmienie:

„22) odnawialne źródło energii – odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otoczenia, energię otrzymywaną z biomasy,

biogazu, biogazu rolniczego, biometanu, biopłynów oraz z wodoru odnawialnego;”,

m) w pkt 25 skreśla się wyraz „elektroenergetycznego”,

n) w pkt 27 wyrazy „biogaz lub biogaz rolniczy” zastępuje się wyrazami „biogaz, biogaz rolniczy lub biometan”,

o) po pkt 27^1 dodaje się pkt 27^2 w brzmieniu:

„27^2) pojazd silnikowy – pojazd silnikowy w rozumieniu art. 2 pkt 32 ustawy z dnia 20 czerwca 1997 r. – Prawo o ruchu drogowym (Dz. U. z 2022 r. poz. 988, z późn. zm.[3)]);”,

p) pkt 33a otrzymuje brzmienie:

„33a) spółdzielnia energetyczna – spółdzielnię w rozumieniu art. 1 § 1 ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2021 r. poz. 648) albo spółdzielnię rolników w rozumieniu art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073), których przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub biogazu rolniczego, lub biometanu, lub ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii, obrót nimi lub ich magazynowanie, dokonywane w ramach działalności prowadzonej wyłącznie na rzecz tych spółdzielni oraz ich członków;”,

q) w pkt 33b po wyrazach „art. 70b ust. 9 pkt 2” dodaje się wyrazy „ , albo w art. 70g ust. 1”,

r) po pkt 33b dodaje się pkt 33ba w brzmieniu:

„33ba) stała cena zakupu biometanu – cenę biometanu stanowiącą podstawę do wyliczenia ujemnego salda dla wytwórcy biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1;”,

s) po pkt 35a dodaje się pkt 35b w brzmieniu:

„35b) użytkownik systemu – użytkownika systemu w rozumieniu art. 3 pkt 12b ustawy – Prawo energetyczne;”,

t) po pkt 36 dodaje się pkt 36a w brzmieniu:

„36a) wodór odnawialny – wodór wytworzony z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, przy czym przez wytwarzanie wodoru

---

[3)] Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2022 r. poz. 1002, 1768, 1783, 2589, 2600 i 2642 oraz z 2023 r. poz. 760.

odnawialnego należy rozumieć również uzyskanie wodoru odnawialnego w procesie elektrolizy;”,

u) w pkt 39 wyrazy „biogaz rolniczy” zastępuje się wyrazami „biogaz lub biogaz rolniczy, lub biometan, lub wodór odnawialny”;

4) art. 2a otrzymuje brzmienie:

„Art. 2a. Ilekroć w ustawie jest mowa o:

1) cenie zakupu energii elektrycznej, stałej cenie zakupu, stałej cenie zakupu biometanu, cenie skorygowanej, cenie wynikającej z oferty, cenie referencyjnej lub referencyjnej cenie operacyjnej, należy przez to rozumieć taką cenę niezawierającą kwoty podatku od towarów i usług;

2) rozpoczęciu modernizacji, należy przez to rozumieć dzień rozpoczęcia robót budowlanych związanych z modernizacją albo dzień podjęcia wiążącego zobowiązania do zamówienia urządzeń lub innego zobowiązania, które sprawia, że modernizacja staje się nieodwracalna, z wyłączeniem zakupu gruntów oraz prac przygotowawczych polegających na uzyskiwaniu zezwoleń i wykonywaniu studiów wykonalności, w zależności od tego, które zdarzenie nastąpi wcześniej;

3) zakończeniu modernizacji, należy przez to rozumieć dzień wskazany w oświadczeniu wytwórcy o dacie zakończenia modernizacji, potwierdzającym dzień upływu terminu do zgłoszenia przez organ nadzoru budowlanego sprzeciwu do zawiadomienia o zakończeniu budowy, albo dzień wydania zaświadczenia o braku podstaw do wniesienia takiego sprzeciwu, albo dzień uzyskania pozwolenia na użytkowanie zmodernizowanej instalacji, jeżeli jego uzyskanie jest wymagane przepisami ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2023 r. poz. 682 i 553), albo dzień wydania decyzji zezwalającej na eksploatację urządzenia technicznego, jeżeli jej uzyskanie jest wymagane przepisami ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym (Dz. U. z 2022 r. poz. 1514 oraz z 2023 r. poz. 553 i 683), w zależności od tego, które z tych zdarzeń nastąpi później.”;

5) w tytule rozdziału 2 po wyrazach „lub z biopłynów,” dodaje się wyrazy „zasady wykonywania działalności w zakresie biogazu lub biometanu”;

6) w art. 4c dodaje się ust. 11–16 w brzmieniu:

„11. Na wniosek prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji przyłączonej za układem pomiarowo-rozliczeniowym części wspólnej budynku wielolokalowego o przeważającej funkcji mieszkalnej o mocy nie większej niż moc przyłączeniowa tego całego budynku, w tym jego części wspólnej i

części składającej się z indywidualnych lokali, i umiejscowionej na tym budynku, kwota środków stanowiąca depozyt prosumencki jest przekazywana na wskazany rachunek bankowy na koniec danego okresu rozliczeniowego. Przepisów ust. 2 oraz art. 4 ust. 5 i ust. 11 pkt 2 nie stosuje się.

12. Wniosek, o którym mowa w ust. 11, zawiera oznaczenie prosumenta energii odnawialnej, jego siedziby lub adresu i inne dane teleadresowe, numer indentyfikacyjny punktu poboru energii, a także numer rachunku bankowego.

13. Wniosek, o którym mowa w ust. 11, składa się do sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, w formie pisemnej lub elektronicznej lub w postaci elektronicznej opatrzonej podpisem zaufanym lub podpisem osobistym.

14. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, rozlicza depozyt prosumencki w sposób określony w ust. 11 najpóźniej od drugiego miesiąca następującego po miesiącu, w którym otrzymał wniosek, o którym mowa w tym przepisie.

15. Na wniosek prosumenta energii odnawialnej powraca się do dotychczasowej formy rozliczania depozytu prosumenckiego. Przepisy ust. 12–14 stosuje się odpowiednio.

16. Środki depozytu prosumenckiego, przekazane zgodnie z ust. 11, przeznacza się wyłącznie na rozliczenie przez prosumenta energii odnawialnej, o którym mowa w ust. 11, zobowiązań z tytułu zakupu energii elektrycznej lub na obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku, o którym mowa w ust. 11, lub innych budynkach o przeważającej funkcji mieszkalnej, których części wspólne są zarządzane przez tego prosumenta energii odnawialnej.”;

7) w art. 7:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Działalność gospodarcza w zakresie:

1) wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji, zwana dalej „działalnością gospodarczą w zakresie małych instalacji”, jest działalnością regulowaną w rozumieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców i wymaga wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji, zwanego dalej „rejestrem wytwórców energii w małej instalacji”;

2) biogazu lub biometanu, polegająca na wytwarzaniu biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub na wytwarzaniu biometanu z biogazu, zwana dalej „działalnością gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu”, jest

działalnością regulowaną w rozumieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców i wymaga wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu, zwanego dalej „rejestrem wytwórców biogazu”.”,

b) dodaje się ust. 3 i 4 w brzmieniu:

„3. Działalność gospodarcza polegająca na wytwarzaniu biometanu z biogazu obejmuje również wytwarzanie biometanu z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego.

4. Wpisu do rejestru wytwórców biogazu nie wymaga prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub na wytwarzaniu biometanu z biogazu rolniczego.”;

8) art. 8 otrzymuje brzmienie:

„Art. 8. 1. Rejestr wytwórców energii w małej instalacji oraz rejestr wytwórców biogazu prowadzi Prezes URE.

2. Prezes URE dokonuje wpisu do:

1) rejestru wytwórców energii w małej instalacji – na podstawie wniosku wytwórcy wykonującego działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji;

2) rejestru wytwórców biogazu – na podstawie wniosku wytwórcy wykonującego działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu.”;

9) w art. 9:

a) w ust. 1:

– w pkt 5 w lit. b wyrazy „sprzedawcy zobowiązanemu, o którym mowa w art. 40 ust. 1” zastępuje się wyrazami „sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a”,

– pkt 6–8 otrzymują brzmienie:

„6) posiadać dokumentację potwierdzającą datę wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w małej instalacji lub datę jej wytworzenia po raz pierwszy po zakończeniu modernizacji tej instalacji oraz datę zakończenia modernizacji tej instalacji;

7) przekazywać Prezesowi URE sprawozdania wytwórcy energii w małej instalacji zawierające informacje, o których mowa w pkt 5;

8) przekazywać Prezesowi URE informacje, o których mowa w pkt 6, w terminie 30 dni od dnia wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w małej instalacji lub jej wytworzenia po raz pierwszy po zakończeniu modernizacji tej instalacji.”,

b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a i 1b w brzmieniu:

„1a. Wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu jest obowiązany:

1) posiadać dokumenty potwierdzające tytuł prawny do:
   a) obiektów budowlanych, w których będzie wykonywana działalność gospodarcza w zakresie biogazu lub biometanu,
   b) instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu;
2) dysponować odpowiednimi obiektami i instalacjami, w tym urządzeniami technicznymi, spełniającymi wymagania określone w szczególności w przepisach o ochronie przeciwpożarowej, w przepisach sanitarnych i w przepisach o ochronie środowiska, umożliwiającymi prawidłowe wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie biogazu lub biometanu;
3) nie wykorzystywać jako surowców do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub do wytwarzania biometanu z biogazu paliw kopalnych lub paliw powstałych z ich przetworzenia lub biomasy, biogazu lub biopłynów, zanieczyszczonych substancjami niebędącymi biomasą, biogazem lub biopłynami zwiększającymi ich wartość opałową;
4) prowadzić dokumentację dotyczącą:
   a) ilości biogazu wytworzonego na potrzeby wytwarzania biometanu, z wyszczególnieniem ilości:
      – biometanu wytworzonego z biogazu,
      – biogazu sprzedanego na potrzeby wytwarzania biometanu,
      – biogazu wykorzystanego w inny sposób,
   b) ilości biometanu wytworzonego z biogazu, z wyszczególnieniem ilości biometanu:
      – wprowadzonego do sieci gazowej,
      – transportowanego w postaci sprężonej lub skroplonej środkami transportu innymi niż sieci gazowe,
      – wykorzystanego do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu,
      – sprzedanego w celu wykorzystania go do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, wraz ze wskazaniem udziału surowców

wymienionych w załączniku nr 1 w części A do tej ustawy zużytych do jego wytworzenia,

c) ilości surowców zużytych do wytworzenia biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu i do wytworzenia biometanu z biogazu oraz rodzaju tych surowców;

5) posiadać dokumentację potwierdzającą, w zależności od rodzaju wykonywanej działalności, datę wytworzenia po raz pierwszy biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytworzenia biometanu z biogazu w danej instalacji odnawialnego źródła energii, lub datę ich wytworzenia po raz pierwszy po zakończeniu modernizacji tej instalacji oraz datę zakończenia modernizacji tej instalacji;

6) przekazywać Prezesowi URE sprawozdania wytwórcy biogazu lub biometanu zawierające informacje, o których mowa w pkt 4;

7) przekazywać Prezesowi URE informacje, o których mowa w pkt 5, w terminie 30 dni od dnia wytworzenia po raz pierwszy biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytworzenia po raz pierwszy biometanu z biogazu, lub ich wytworzenia po raz pierwszy po zakończeniu modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii oraz o dniu zakończenia modernizacji tej instalacji.

1b. Wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji oraz wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu składają sprawozdania, o których mowa odpowiednio w ust. 1 pkt 7 oraz w ust. 1a pkt 6, za okres półrocza, w terminie do końca miesiąca następującego po upływie tego półrocza.”,

c) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia:

1) wzór sprawozdania, o którym mowa w ust. 1 pkt 7, biorąc pod uwagę zakres danych wskazanych w ust. 1 pkt 5,

2) wzór sprawozdania, o którym mowa w ust. 1a pkt 6, biorąc pod uwagę zakres danych wskazanych w ust. 1a pkt 4

– oraz konieczność ujednolicenia formy przekazywania tych danych.”;

10) w art. 10:

a) w ust. 1:

– we wprowadzeniu do wyliczenia po wyrazach „w małej instalacji” dodaje się wyrazy „lub wniosek o wpis do rejestru wytwórców biogazu”,

– pkt 5 i 6 otrzymują brzmienie:

„5) określenie rodzaju i zakresu wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie małych instalacji lub działalności gospodarczej w zakresie biogazu lub biometanu oraz miejsca lub miejsc i przewidywanej daty rozpoczęcia jej wykonywania;

6) opis:

a) w przypadku wniosku o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji – małej instalacji, w szczególności określenie jej rodzaju i łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu,

b) w przypadku wniosku o wpis do rejestru wytwórców biogazu – instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu, w szczególności określenie:

– rocznej wydajności instalacji odnawialnego źródła energii, w której będzie wytwarzany biogaz na potrzeby wytwarzania biometanu, wyrażonej w m^3 na rok, lub

– rocznej wydajności oraz mocy instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w której będzie wytwarzany biometan z biogazu, wyrażonej odpowiednio w m^3 na rok oraz w MW;”,

– dodaje się pkt 7 w brzmieniu:

„7) unikalny numer identyfikacyjny instalacji generowany przez internetową platformę aukcyjną, o której mowa w art. 78 ust. 6, o ile został nadany.”,

b) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:

„2a. Do wniosku o wpis do rejestru wytwórców biogazu dołącza się oświadczenia wytwórcy o:

1) niezaleganiu z uiszczaniem podatków, opłat oraz składek na ubezpieczenie społeczne;

2) zgodności z prawdą danych zawartych we wniosku i spełnieniu warunków, o których mowa w art. 9 ust. 1a, złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, o następującej treści:

„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że:

1) dane zawarte we wniosku o wpis do rejestru wytwórców biogazu są kompletne i zgodne z prawdą;

2) znane mi są warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie biogazu lub biometanu określone w art. 9 ust. 1a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii i spełniam warunki określone w art. 9 ust. 1a pkt 1 i 2 tej ustawy.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.”,

c) w ust. 3 we wprowadzeniu do wyliczenia po wyrazach „w ust. 2” dodaje się wyrazy „i 2a”,

d) w ust. 4 pkt 1 i 2 otrzymują brzmienie:

„1) wniosek o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub rejestru wytwórców biogazu nie zawiera danych, o których mowa w ust. 1, lub

2) do wniosku o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub rejestru wytwórców biogazu nie dołączono oświadczeń określonych odpowiednio w ust. 2 lub 2a”,

e) uchyla się ust. 5,

f) dodaje się ust. 6 w brzmieniu:

„6. Wzory wniosków, o których mowa w ust. 1, Prezes URE opracowuje i udostępnia w Biuletynie Informacji Publicznej URE.”;

11) w art. 11:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Do rejestru:

1) wytwórców energii w małej instalacji wpisuje się dane, o których mowa w art. 10 ust. 1 pkt 1, 2, 5 i 6 lit. a w zakresie rodzaju i łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu, oraz pkt 7;

2) wytwórców biogazu wpisuje się dane, o których mowa w art. 10 ust. 1 pkt 1, 2, 5 i 6 lit. b w zakresie rocznej wydajności instalacji odnawialnego źródła energii,

w której będzie wytwarzany biogaz na potrzeby wytwarzania biometanu, wyrażonej w m^3 na rok, lub rocznej wydajności oraz mocy instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w której będzie wytwarzany biometan z biogazu, wyrażonej odpowiednio w m^3 na rok oraz w MW, oraz pkt 7.”,

b) w ust. 2 i 3 po wyrazach „małej instalacji” dodaje się wyrazy „oraz rejestr wytwórców biogazu”,

c) w ust. 4 po wyrazach „małej instalacji” dodaje się wyrazy „lub rejestru wytwórców biogazu”,

d) dodaje się ust. 5 w brzmieniu:

„5. Określone przez Prezesa URE koszty utrzymania, rozbudowy i modyfikacji rejestrów, o których mowa w ust. 2, pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, ze środków opłaty OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1, na podstawie dyspozycji Prezesa URE.”;

12) w art. 11a:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Prezes URE dokonuje wpisu wytwórcy do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub do rejestru wytwórców biogazu w terminie 21 dni od dnia wpływu do niego wniosku o wpis wraz z oświadczeniami, o których mowa odpowiednio w art. 10 ust. 2 lub 2a.”,

b) w ust. 3 w zdaniu trzecim po wyrazach „wpisu do rejestru” dodaje się wyrazy „wytwórców energii w małej instalacji lub rejestru wytwórców biogazu”;

13) art. 12 i art. 13 otrzymują brzmienie:

„Art. 12. 1. Wytwórca wpisany do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub rejestru wytwórców biogazu pisemnie informuje Prezesa URE o:

1) zmianie danych zawartych w danym rejestrze,

2) zakończeniu lub zawieszeniu wykonywania działalności gospodarczej objętej wpisem

– w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych albo od dnia zakończenia lub zawieszenia wykonywania tej działalności.

2. Na podstawie informacji, o której mowa w ust. 1, Prezes URE dokonuje zmiany wpisu w rejestrze wytwórców energii w małej instalacji lub w rejestrze wytwórców biogazu i informuje o tym operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106.

Art. 13. Prezes URE, w drodze decyzji, odmawia wpisu do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub rejestru wytwórców biogazu, w przypadku gdy:

1) wydano prawomocne orzeczenie zakazujące wytwórcy wykonywania działalności gospodarczej odpowiednio w zakresie małych instalacji lub działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub na wytwarzaniu biometanu z biogazu;
2) w okresie 3 lat poprzedzających dzień złożenia wniosku o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub rejestru wytwórców biogazu wytwórcę wykreślono z danego rejestru z przyczyn, o których mowa odpowiednio w art. 14 ust. 1 lub 1a;
3) podmiot wnioskujący o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub rejestru wytwórców biogazu nie spełnia warunków, o których mowa odpowiednio w art. 9 ust. 1 pkt 1–3 lub ust. 1a pkt 1 i 2.”;

14) w art. 14:
   a) po ust. 1 dodaje się ust. 1a:

„1a. Prezes URE wydaje decyzję o zakazie wykonywania przez wytwórcę działalności gospodarczej w zakresie biogazu lub biometanu w przypadku:

1) złożenia przez wytwórcę oświadczenia, o którym mowa w art. 10 ust. 2a pkt 1 lub 2, niezgodnego ze stanem faktycznym;
2) posługiwania się przez wytwórcę nieprawdziwymi dokumentami, o których mowa w art. 9 ust. 1a pkt 1;
3) nieusunięcia przez wytwórcę naruszeń warunków, o których mowa w art. 9 ust. 1a pkt 1, 2 i 5, w terminie wyznaczonym przez Prezesa URE;
4) naruszenia obowiązków, o których mowa w art. 9 ust. 1a pkt 3 i 4.”,

   b) w ust. 2 po wyrazach „na podstawie ust. 1 pkt 3” dodaje się wyrazy „oraz ust. 1a pkt 3”;

15) w art. 15 ust. 1–2a otrzymują brzmienie:

„1. W przypadku wydania decyzji, o której mowa odpowiednio w art. 14 ust. 1 lub 1a, Prezes URE z urzędu wykreśla wytwórcę wykonującego działalność gospodarczą odpowiednio w zakresie:

1) małych instalacji – z rejestru wytwórców energii w małej instalacji;
2) biogazu lub biometanu – z rejestru wytwórców biogazu.

2. Wytwórca, którego wykreślono z rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub rejestru wytwórców biogazu, może uzyskać ponowny wpis do danego rejestru nie

wcześniej niż po upływie 3 lat od dnia wydania decyzji, o której mowa odpowiednio w art. 14 ust. 1 lub 1a.

2a. Przepis ust. 2 stosuje się do wytwórcy, który wykonywał działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji lub działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu bez wpisu do danego rejestru. Nie dotyczy to sytuacji określonej w art. 11a ust. 2.”;

16) w art. 16 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Od decyzji, o których mowa w art. 14 ust. 1 i 1a, wytwórcy służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów, w terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji.”;

17) w art. 16a po wyrazach „małej instalacji” dodaje się wyrazy „albo rejestru wytwórców biogazu”;

18) w art. 17 ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie:

„1. Na podstawie:

1) danych zawartych w rejestrze wytwórców energii w małej instalacji oraz w rejestrze wytwórców biogazu,
2) sprawozdań, o których mowa w art. 9 ust. 1 pkt 7 oraz ust. 1a pkt 6,
3) informacji, o których mowa w art. 9 ust. 1 pkt 8 oraz ust. 1a pkt 7

– Prezes URE sporządza zbiorczy raport roczny.

2. Zbiorczy raport roczny zawiera:

1) wykaz wytwórców:
   a) energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małych instalacjach, z określeniem rodzaju i łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu,
   b) biogazu lub biometanu, z określeniem rodzaju prowadzonej przez nich działalności, rocznej wydajności instalacji odnawialnego źródła energii, w której będzie wytwarzany biogaz na potrzeby wytwarzania biometanu, oraz rocznej wydajności i mocy instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w której będzie wytwarzany biometan z biogazu;
2) informację o łącznej ilości:
   a) energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w małych instalacjach,

b) energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, która została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w małych instalacjach i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej,

c) biogazu wytworzonego na potrzeby wytwarzania biometanu,

d) biometanu wytworzonego z biogazu,

e) biogazu sprzedanego na potrzeby wytwarzania biometanu,

f) sprzedanego biometanu wytworzonego z biogazu, w tym ilości biometanu sprzedanego:

– i wprowadzonego do sieci gazowej,

– odbiorcom końcowym,

– w celu wykorzystania go do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych,

g) surowców zużytych do wytworzenia biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu oraz do wytworzenia biometanu z biogazu, a także rodzaju tych surowców,

h) biogazu zużytego do wytwarzania biometanu z biogazu.”;

19) w art. 18 w ust. 1 po wyrazach „w mikroinstalacji i w małej instalacji” dodaje się wyrazy „oraz polegającej na wytwarzaniu biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub na wytwarzaniu biometanu z biogazu”;

20) w tytule rozdziału 3 po wyrazach „oraz wytwarzania biogazu rolniczego” dodaje się wyrazy „ , biometanu z biogazu rolniczego”;

21) w art. 19a po wyrazach „w art. 70b ust. 8” dodaje się wyrazy „lub w art. 70h ust. 5”;

22) w art. 23 w pkt 2 dodaje się przecinek i pkt 3 w brzmieniu:

„3) biometanu z biogazu rolniczego”;

23) w art. 24 dodaje się ust. 4 w brzmieniu:

„4. Wniosek o wpis do rejestru wytwórców biogazu rolniczego może zostać złożony za pomocą systemu teleinformatycznego administrowanego przez Dyrektora Generalnego KOWR.”;

24) w art. 25:

a) w pkt 2 po wyrazach „działalności gospodarczej” dodaje się wyrazy „ , a także dokumentami potwierdzającymi spełnienie tego obowiązku”,

b) po pkt 3 dodaje się pkt 3a w brzmieniu:

„3a) wykorzystywać do wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego wyłącznie biogaz rolniczy;”,

c) w pkt 4 lit. b–d otrzymują brzmienie:

„b) ilości wytworzonego biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem ilości biogazu rolniczego:

– wykorzystanego do wytworzenia energii elektrycznej,
– wykorzystanego do wytworzenia biometanu,
– sprzedanego,
– wykorzystanego w inny sposób,

c) ilości energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem ilości energii elektrycznej:

– sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu, o którym mowa w art. 40 ust. 1, lub innemu odbiorcy,
– wykorzystanej na potrzeby produkcji biogazu rolniczego,
– wykorzystanej w inny sposób,

d) ilości wytworzonego biometanu z biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem ilości biometanu:

– wprowadzonego do sieci gazowej,
– transportowanego w postaci sprężonej lub skroplonej środkami transportu innymi niż sieci gazowe,
– wykorzystanego do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu,
– sprzedanego w celu wykorzystania go do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, wraz ze wskazaniem udziału surowców wymienionych w załączniku nr 1 w części A do tej ustawy zużytych do jego wytworzenia,”,

d) pkt 5 i 6 otrzymują brzmienie:

„5) posiadać dokumentację potwierdzającą datę wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z biogazu rolniczego albo wytworzenia po raz pierwszy biogazu rolniczego, albo wytworzenia po raz pierwszy biometanu z biogazu rolniczego w danej instalacji odnawialnego źródła energii lub datę ich wytworzenia po raz pierwszy po zakończeniu modernizacji tej instalacji oraz datę zakończenia modernizacji tej instalacji;

6) przekazywać Dyrektorowi Generalnemu KOWR sprawozdania kwartalne zawierające informacje, o których mowa w pkt 4, w terminie 45 dni od dnia zakończenia kwartału; sprawozdania kwartalne mogą być przekazywane za

pomocą systemu teleinformatycznego administrowanego przez Dyrektora Generalnego KOWR.”;

25) w art. 26:

a) w ust. 1 w pkt 4 lit. b otrzymuje brzmienie:

„b) rocznej wydajności instalacji odnawialnego źródła energii, w której jest wytwarzany biogaz rolniczy, wyrażonej w m^3 na rok, lub rocznej wydajności oraz mocy instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w której będzie wytwarzany biometan z biogazu rolniczego, wyrażonej odpowiednio w m^3 na rok oraz w MW, lub łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii, w której jest wytwarzana energia elektryczna z biogazu rolniczego.”,

b) w ust. 2 w pkt 2 w treści oświadczenia pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) znane mi są warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego lub energii elektrycznej z biogazu rolniczego, lub biometanu z biogazu rolniczego określone w art. 25 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii i spełniam warunki określone w art. 25 pkt 1 i 2 tej ustawy.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.”;

26) w art. 31 w ust. 4 po wyrazach „w art. 25 pkt 3” dodaje się wyrazy „lub 3a”;

27) w art. 35 w ust. 1 w pkt 5 w lit. b po wyrazach „z biopłynów po” dodaje się wyraz „zakończeniu”;

28) w art. 37 po wyrazach „energii elektrycznej wyłącznie z biopłynów, biogazu rolniczego” dodaje się wyrazy „oraz wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego”;

29) w tytule rozdziału 4 po wyrazach „biogazu rolniczego” dodaje się wyrazy „ , biometanu”;

30) w art. 38a uchyla się ust. 3–5;

31) po art. 38a dodaje się art. 38aa–38af w brzmieniu:

„Art. 38aa. 1. Porozumienie klastra energii zawiera się w formie pisemnej pod rygorem nieważności.

2. Porozumienie, o którym mowa w ust. 1, zawiera w szczególności postanowienia określające:

1) prawa i obowiązki stron porozumienia, zwanych dalej „członkami klastra energii”;

2) zakres przedmiotowy współpracy w ramach klastra energii;

3) koordynatora klastra energii oraz jego prawa i obowiązki;

4) obszar działalności w ramach klastra energii, ze wskazaniem punktów poboru energii i punktów jej wprowadzania do sieci przez członków klastra energii;
5) czas trwania porozumienia i zasady jego rozwiązywania;
6) upoważnienie koordynatora klastra energii do dostępu do informacji rynku energii i danych pomiarowych dotyczących każdego członka klastra energii.

3. Członków klastra energii reprezentuje koordynator klastra energii.

Art. 38ab. 1. Obszar działalności klastra energii ustala się na podstawie punktów poboru energii, przy czym:

1) obszar ten nie może przekraczać obszaru powiatu w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie powiatowym (Dz. U. z 2022 r. poz. 1526 oraz z 2023 r. poz. 572) lub 5 sąsiadujących ze sobą gmin w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 2023 r. poz. 40 i 572) oraz
2) członkowie klastra energii są przyłączeni do sieci dystrybucyjnej tego samego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV.

2. Działalność w ramach klastra energii nie może obejmować połączeń z sąsiednimi krajami.

Art. 38ac. 1. Prezes URE prowadzi rejestr klastrów energii.

2. Rejestr klastrów energii prowadzi się w postaci elektronicznej i umieszcza w Biuletynie Informacji Publicznej URE.

3. Rejestr klastrów energii jest jawny.

4. Prezes URE dokonuje wpisu klastra energii do rejestru klastrów energii na wniosek koordynatora klastra energii w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku.

5. Wniosek, o którym mowa w ust. 4, zawiera:

1) nazwę i adres zamieszkania albo siedziby koordynatora klastra energii;
2) określenie:
   a) obszaru działalności klastra energii,
   b) zakresu przedmiotowego działalności klastra energii,
   c) członków klastra energii – imię i nazwisko oraz adres prowadzenia działalności lub nazwę, siedzibę i adres,
   d) liczby, rodzajów, mocy zainstalowanej elektrycznej i lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii, jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt

43 ustawy – Prawo energetyczne i magazynów energii, służących do prowadzenia działalności w ramach tego klastra energii,

e) operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze znajdują się punkty poboru energii członków klastra energii, wraz ze wskazaniem tych punktów i punktów wprowadzania energii do sieci przez członków klastra energii.

6. Do wniosku, o którym mowa w ust. 4, koordynator klastra energii załącza:

1) kopię porozumienia, o którym mowa w art. 38aa ust. 1;

2) oświadczenie koordynatora klastra energii, złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, o następującej treści:

„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że dane zawarte we wniosku o wpis do rejestru klastrów energii są kompletne i zgodne z prawdą.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

7. W przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 4, nie zawiera danych, o których mowa w ust. 5, lub do wniosku nie dołączono dokumentów, o których mowa w ust. 6, Prezes URE niezwłocznie wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w terminie 14 dni od dnia doręczenia wezwania wskazując zakres, w jakim wniosek ten wymaga uzupełnienia, wraz z pouczeniem, że brak uzupełnienia spowoduje pozostawienie wniosku bez rozpoznania.

8. Zamieszczeniu w rejestrze klastrów energii podlegają dane, o których mowa w ust. 5 pkt 2 lit. a–c z wyłączeniem adresów i siedzib, oraz lit. e.

9. Przepisy ust. 4–8 stosuje się także do wniosku o zmianę danych zamieszczonych w rejestrze klastrów energii.

10. W przypadku zmiany danych, o których mowa w ust. 5, lub zmiany w dokumentach, o których mowa w ust. 6, koordynator klastra energii, w terminie 14 dni od dnia dokonania zmiany, składa do Prezesa URE wniosek o zmianę wpisu w rejestrze klastrów energii.

11. Prezes URE, niezwłocznie po wpisaniu klastra energii do rejestru klastrów energii, wydaje koordynatorowi klastra energii zaświadczenie o wpisie do rejestru.

12. Prezes URE wykreśla, w drodze decyzji, klaster energii z rejestru klastrów energii:

1) na wniosek koordynatora klastra energii;

2) w przypadku powzięcia informacji, że klaster energii przestał spełniać wymagania, o których mowa w art. 38ab;
3) w przypadku upływu okresu trwania porozumienia, o którym mowa w art. 38aa ust. 1, lub jego rozwiązania przed upływem tego okresu.

13. Prezes URE informuje koordynatora klastra energii oraz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, o którym mowa w ust. 5 pkt 2 lit. e, o wykreśleniu klastra energii z rejestru klastrów energii.

14. Decyzja, o której mowa w ust. 12, podlega natychmiastowemu wykonaniu.

15. Do decyzji, o której mowa w ust. 12, przepisy art. 16 stosuje się odpowiednio.

16. Określone przez Prezesa URE koszty budowy, utrzymania, rozbudowy i modyfikacji rejestru klastrów energii pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, ze środków opłaty OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1, na podstawie dyspozycji Prezesa URE.

Art. 38ad. 1. Koordynator klastra energii wpisanego do rejestru klastrów energii, sporządza roczne sprawozdanie zawierające:

1) ilość energii:
   a) wytworzonej łącznie przez członków klastra energii, w tym ilość energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii,
   b) w stosunku do której zastosowano zasady rozliczeń, o których mowa w art. 184k ust. 1, w podziale na członków klastra energii;
2) łączną moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii, jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne i magazynów energii, należących do członków klastra energii.

2. Koordynator klastra energii przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie, o którym mowa w ust. 1, w terminie do dnia 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy to sprawozdanie.

3. W przypadku gdy koordynator klastra energii nie przekazał sprawozdania, o którym mowa w ust. 1, w terminie określonym w ust. 2 albo przekazał sprawozdanie niepełne, Prezes URE wzywa koordynatora klastra energii odpowiednio do jego złożenia albo uzupełnienia w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania, przy czym w przypadku wezwania do uzupełnienia wskazuje braki podlegające uzupełnieniu.

Art. 38ae. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na wniosek koordynatora klastra energii wpisanego do rejestru klastrów energii, nie później niż w terminie 90 dni od dnia złożenia tego wniosku:

1) zawiera nowe albo zmienia dotychczasowe umowy o świadczenie usług dystrybucji ze wszystkimi członkami klastra energii, w celu uwzględnienia w tych umowach postanowień określających zasady:
   a) rozliczeń świadczonych usług dystrybucji,
   b) świadczenia usług dystrybucji – w przypadku ustania członkostwa w klastrze energii;
2) instaluje każdemu z członków klastra energii, który nie jest prosumentem energii odnawialnej lub wytwórcą, przyłączonemu do jego sieci, dla wszystkich punktów poboru energii wskazanych w porozumieniu, o którym mowa w art. 38aa ust. 1, licznik zdalnego odczytu w rozumieniu art. 3 pkt 64 ustawy – Prawo energetyczne.

2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego realizując obowiązek, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, instaluje w roku kalendarzowym liczniki zdalnego odczytu w rozumieniu art. 3 pkt 64 ustawy – Prawo energetyczne w liczbie nie mniejszej niż 0,05% punktów poboru energii odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego operatora.

3. W przypadku gdy obowiązek, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, nie może być zrealizowany zgodnie z ust. 2, do daty zainstalowania licznika zdalnego odczytu w rozumieniu art. 3 pkt 64 ustawy – Prawo energetyczne operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego instaluje układ pomiarowo-rozliczeniowy w rozumieniu art. 3 pkt 63 ustawy – Prawo energetyczne, który umożliwia rozliczenie, o którym mowa w art. 184k ust. 1.

4. Koszty zakupu, instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu w rozumieniu art. 3 pkt 64 ustawy – Prawo energetyczne oraz infrastruktury niezbędnej do jego prawidłowego działania, instalowanych zgodnie z ust. 1 pkt 2, ponosi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i w zakresie, w jakim nie zostały one pokryte ze środków z Funduszu Modernizacyjnego, o którym mowa w art. 50a ust. 1 ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. z 2023 r. poz. 589), lub z innych źródeł dofinansowania ze środków Unii Europejskiej albo budżetu państwa, stanowią one uzasadnione koszty jego działalności.

Art. 38af. Sprzedawca zobowiązany, o którym mowa w art. 40 ust. 1, lub inny sprzedawca, na wniosek koordynatora klastra energii wpisanego do rejestru klastrów energii, nie później niż w terminie 90 dni od dnia złożenia tego wniosku, zawiera nowe

albo zmienia dotychczasowe umowy kompleksowe ze wszystkimi członkami klastra energii w celu uwzględnienia w tych umowach postanowień określających zasady:

1) rozliczeń świadczonych usług dystrybucji,

2) świadczenia usług dystrybucji – w przypadku ustania członkostwa w klastrze energii

– przy zachowaniu dotychczasowych warunków cenowych, chyba że strony postanowią inaczej.”;

32) w art. 38c:

a) w ust. 1 po wyrazach „zaopatrujących w energię elektryczną, biogaz” dodaje się wyrazy „ , biogaz rolniczy, biometan”,

b) ust. 1a i 2 otrzymują brzmienie:

„1a. Ilekroć w niniejszym rozdziale jest mowa o członku spółdzielni energetycznej, należy przez to rozumieć podmiot:

1) którego instalacja jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej;

2) do którego biogaz lub biogaz rolniczy, lub biometan, wytwarzane przez spółdzielnię energetyczną lub jej członków ze źródeł odnawialnych, są dostarczane w inny sposób niż za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej gazowej.

2. Obszar działania spółdzielni energetycznej ustala się na podstawie wskazanych przez spółdzielnię energetyczną:

1) punktów poboru energii wytwórców i odbiorców energii elektrycznej, będących członkami tej spółdzielni energetycznej, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub

2) miejsc przyłączenia do sieci ciepłowniczej wytwórców i odbiorców ciepła, będących członkami tej spółdzielni energetycznej, lub

3) miejsc przyłączenia do sieci dystrybucyjnej gazowej wytwórców i odbiorców, będących członkami tej spółdzielni energetycznej, lub miejsc wytwarzania oraz zużycia biogazu lub biogazu rolniczego, lub biometanu ze źródeł odnawialnych.”,

c) w ust. 3 po wyrazach „dokonuje ze spółdzielnią energetyczną” dodaje się wyrazy „ , w tym również z poszczególnymi jej członkami,”,

d) ust. 7 otrzymuje brzmienie:

„7. Od ilości energii elektrycznej wytworzonej we wszystkich instalacjach odnawialnych źródeł energii spółdzielni energetycznej, a następnie zużytej przez

wszystkich odbiorców energii elektrycznej spółdzielni energetycznej, w tym ilości energii elektrycznej rozliczonej w sposób, o którym mowa w ust. 3, wytwórca i odbiorca energii elektrycznej, będący członkami tej spółdzielni energetycznej:

1) nie uiszczają na rzecz sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, opłat z tytułu jej rozliczenia;

2) opłaty za świadczenie usług dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej wytworzonej we wszystkich instalacjach odnawialnego źródła energii spółdzielni energetycznej i wprowadzonej do sieci, a następnie pobranej przez wszystkich wytwórców i odbiorców, będących członkami tej spółdzielni energetycznej, w tym ilości energii elektrycznej rozliczonej w sposób, o którym mowa w ust. 3, uiszczają do wysokości wynikającej z wartości energii elektrycznej określonej w ust. 11; należności z tego tytułu na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a.”,

e) w ust. 8 po wyrazach „z zastrzeżeniem, że” dodaje się wyrazy „okresem rozliczeniowym jest miesiąc kalendarzowy, a”,

f) w ust. 9 w pkt 1 skreśla się wyrazy „przyjętymi w umowie kompleksowej”,

g) po ust. 11 dodaje się ust. 11a i 11b w brzmieniu:

„11a. Wartość energii elektrycznej, o której mowa w ust. 11, określa się na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, ogłoszonej przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy – Prawo energetyczne.

11b. Opłaty za świadczenie usług dystrybucji, o których mowa w ust. 7 pkt 2, stanowią uzasadnione koszty działalności operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w części, w jakiej nie zostały one zrekompensowane wartością energii elektrycznej, o której mowa w ust. 7 pkt 2, oraz korzyściami dla tego operatora w następstwie działalności spółdzielni energetycznej.”;

33) uchyla się art. 38d;

34) po art. 38d dodaje się art. 38da w brzmieniu:

„Art. 38da. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze spółdzielnia energetyczna ma zamiar rozpocząć działanie w zakresie wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, jest obowiązany do:

1) zawarcia ze sprzedawcą, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, umowy o świadczenie usług dystrybucji albo do dokonania zmiany zawartej umowy o świadczenie usług

dystrybucji w celu umożliwienia dokonywania przez tego sprzedawcę rozliczenia, o którym mowa w art. 38c ust. 3, w terminie 21 dni od dnia złożenia przez spółdzielnię energetyczną wniosku o zawarcie albo zmianę takiej umowy przez tego sprzedawcę;

2) zainstalowania każdemu z członków spółdzielni energetycznej licznika zdalnego odczytu w rozumieniu art. 3 pkt 64 ustawy – Prawo energetyczne, w terminie 4 miesięcy od dnia wystąpienia przez spółdzielnię energetyczną z wnioskiem o zainstalowanie takiego licznika.

2. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, na wniosek spółdzielni energetycznej, nie później niż w terminie 90 dni od dnia złożenia tego wniosku:

1) przedstawia ofertę zawarcia nowej albo zmiany dotychczasowej umowy:
   a) kompleksowej, o której mowa w art. 5 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, ze wskazanym przez spółdzielnię energetyczną odbiorcą będącym członkiem tej spółdzielni, w celu umożliwienia rozliczenia, o którym mowa w art. 38c ust. 3,
   b) o świadczenie usług bilansowania handlowego ze wskazanym przez spółdzielnię energetyczną wytwórcą będącym członkiem tej spółdzielni, w celu umożliwienia rozliczenia, o którym mowa w art. 38c ust. 3;
2) zawiera ze spółdzielnią energetyczną umowę, w której określa:
   a) zasady i terminy informowania przez spółdzielnię energetyczną o zmianach w liczbie członków spółdzielni lub zmianach w zakresie punktów poboru energii należących do poszczególnych członków danej spółdzielni energetycznej,
   b) zasady rozliczeń z poszczególnymi członkami spółdzielni energetycznej, w zakresie nieuregulowanym w przepisach wydanych na podstawie art. 38c ust. 14,
   c) sposób i warunki udostępniania spółdzielni energetycznej i poszczególnym członkom tej spółdzielni danych pomiarowych, w tym zakres i format tych danych,
   d) prawa i obowiązki sprzedawcy, spółdzielni energetycznej oraz jej członków w zakresie stosowania rozliczenia, o którym mowa w art. 38c ust. 3, a także udostępniania lub przekazywania informacji wynikających z ustawy.

3. Do umowy, o której mowa w ust. 2 pkt 1 lit. a, stosuje się art. 4j ustawy – Prawo energetyczne. Zmiana sprzedawcy lub wypowiedzenie tej umowy, a także zakończenie bilansowania handlowego wytwórcy, o którym mowa w ust. 2 pkt 1 lit. b, przez

sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, może nastąpić wyłącznie ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego.

4. Energię elektryczną wprowadzoną do sieci przez wytwórcę, który zawarł umowę, o której mowa w ust. 2 pkt 1 lit. b, uznaje się za energię elektryczną dostarczoną przez tego wytwórcę na rzecz spółdzielni energetycznej.

5. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, uwzględnia w rozliczeniu, o którym mowa w art. 38c ust. 3, ze wszystkimi odbiorcami, którzy zawarli umowę, o której mowa w ust. 2 pkt 1 lit. a, energię elektryczną wprowadzoną przez wytwórców, którzy zawarli umowę, o której mowa w ust. 2 pkt 1 lit. b, na zasadach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 38c ust. 14 i w umowie, o której mowa w ust. 2 pkt 2, do dnia poinformowania przez spółdzielnię energetyczną o wypowiedzeniu członkostwa danego członka spółdzielni energetycznej lub rozwiązania umowy, o której mowa w ust. 2 pkt 1, na zasadach określonych w art. 4j ustawy – Prawo energetyczne.”;

35) w art. 38e:

a) w ust. 1:

– uchyla się pkt 2,

– w pkt 3:

– – lit. a otrzymuje brzmienie:

„a) energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 10 MW, a ich sprawność wytwarzania energii elektrycznej umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków,”,

– – lit. c otrzymuje brzmienie:

„c) biogazu lub biogazu rolniczego, roczna wydajność wszystkich instalacji nie przekracza 40 mln m^3,”,

– – dodaje się lit. d w brzmieniu:

„d) biometanu, roczna wydajność wszystkich instalacji nie przekracza 20 mln m^3.”,

b) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Koszty bilansowania handlowego energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 400 kW pokrywa w całości sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a.”;

36) w art. 38f ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Działalność spółdzielni energetycznej w zakresie zaopatrzenia w:

1) energię elektryczną wprowadzaną do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub
2) ciepło, lub
3) biogaz lub biogaz rolniczy, lub biometan

– może być prowadzona na rzecz wszystkich lub wybranych członków tej spółdzielni wyłącznie w instalacjach odnawialnego źródła energii stanowiących własność spółdzielni energetycznej lub jej członków.”;

37) w art. 38g:

a) w ust. 2 w pkt 3:

– lit. b otrzymuje brzmienie:

„b) liczby członków spółdzielni oraz punktów poboru energii lub punktów przyłączenia gazowego, lub węzła ciepłowniczego, lub miejsc wytwarzania oraz zużycia biogazu lub biogazu rolniczego, lub biometanu,”,

– lit. d otrzymuje brzmienie:

„d) liczby i rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii,”,

– lit. e otrzymuje brzmienie:

„e) mocy zainstalowanej elektrycznej lub mocy zainstalowanej cieplnej, lub rocznej wydajności produkcji biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii,”,

– dodaje się lit. f i g w brzmieniu:

„f) lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii,

g) sprzedawcy energii, z którym zamierza współpracować spółdzielnia energetyczna.”,

b) w ust. 3 w pkt 1 w treści oświadczenia pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) zobowiązuje się do wytwarzania energii elektrycznej lub biogazu, lub biogazu rolniczego, lub biometanu, lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii, obrotu nimi lub ich magazynowania, dokonywanych w ramach działalności prowadzonej wyłącznie na rzecz spółdzielni energetycznej oraz jej członków.”,

c) po ust. 6 dodaje się ust. 6a w brzmieniu:

„6a. Dyrektor Generalny KOWR prostuje z urzędu wpis w wykazie spółdzielni energetycznych zawierający oczywiste błędy.”;

38) w art. 38j ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Zaświadczenie o zamieszczeniu danych spółdzielni energetycznej w wykazie spółdzielni energetycznych zawiera dane, o których mowa w art. 38g ust. 2.”;

39) art. 38l otrzymuje brzmienie:

„Art. 38l. 1. Dyrektor Generalny KOWR, w drodze decyzji, wykreśla dane spółdzielni energetycznej z wykazu spółdzielni energetycznych, w przypadku gdy spółdzielnia energetyczna:

1) przestała spełniać warunek, o którym mowa w art. 38e ust. 1 pkt 1;
2) nie usunęła naruszenia któregokolwiek z warunków, o których mowa w art. 38e ust. 1 pkt 3, w terminie wyznaczonym przez Dyrektora KOWR;
3) złożyła oświadczenie, o którym mowa w art. 38g ust. 3, niezgodnie ze stanem faktycznym;
4) złożyła wniosek o wykreślenie jej danych z wykazu spółdzielni energetycznych.

2. Przed wydaniem decyzji na podstawie ust. 1 pkt 2 Dyrektor Generalny KOWR wyznacza termin usunięcia stwierdzonych naruszeń.

3. Decyzja, o której mowa w ust. 1, podlega natychmiastowemu wykonaniu.

4. Spółdzielnia energetyczna, którą wykreślono z wykazu spółdzielni energetycznych, z powodów, o których mowa w ust. 1 pkt 1–3, na danym obszarze może ubiegać się o ponowne zamieszczenie w tym wykazie nie wcześniej niż po upływie 3 lat od dnia wykreślenia.

5. Dyrektor Generalny KOWR przekazuje informację o wydaniu decyzji o której mowa w ust. 1, właściwemu dla danej spółdzielni energetycznej sprzedawcy energii.”;

40) w art. 38m:

a) wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Spółdzielnia energetyczna od dnia zamieszczenia jej danych w wykazie spółdzielni energetycznych jest obowiązana do:”,

b) pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) prowadzenia dokumentacji dotyczącej ilości energii elektrycznej lub biogazu, lub biogazu rolniczego, lub biometanu, lub ciepła wytworzonych oraz zużytych przez spółdzielnię energetyczną i jej członków;”;

41) po art. 38m dodaje się art. 38ma w brzmieniu:

„Art. 38ma. Operator informacji rynku energii udostępnia Dyrektorowi Generalnemu KOWR za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii zagregowane dane pomiarowe spółdzielni energetycznej dotyczące wytworzonej i zużytej

energii elektrycznej przez wszystkich wytwórców i odbiorców, będących członkami spółdzielni energetycznej, w zakresie niezbędnym do prowadzenia wykazu spółdzielni energetycznych oraz kontroli spełniania warunków, o których mowa w art. 38e.”;

42) w art. 38o po wyrazach „ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników” dodaje się wyrazy „ , lub ustawy – Prawo energetyczne”;

43) w art. 39:

a) w ust. 2:

– w pkt 1 skreśla się wyrazy „oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”,

– pkt 4 otrzymuje brzmienie:

„4) w przypadku zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii – pomocy przeznaczonej na budowę lub eksploatację tej instalacji, mających miejsce przed rozpoczęciem jej modernizacji;”,

– dodaje się pkt 5 w brzmieniu:

„5) wynagrodzenia z tytułu uczestnictwa w rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, lub wsparcia udzielonego na podstawie ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.”,

b) w ust. 5 w objaśnieniu symbolu „I_{pMOZE}” wyrazy „w przypadku wytwórcy, o którym mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2” zastępuje się wyrazami „w przypadku wytwórców, o których mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2 i 3”,

c) w ust. 7 w objaśnieniu symbolu „C_s” po wyrazach „w którym złożono oświadczenie, o którym mowa w zdaniu pierwszym,” dodaje się wyrazy „lub w którym wytwórca był zobowiązany do złożenia tego oświadczenia,”;

44) w art. 39a:

a) w ust. 2:

– w pkt 1 skreśla się wyrazy „oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”,

– pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) w przypadku zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii – pomocy przeznaczonej na budowę lub eksploatację tej instalacji, mających miejsce przed rozpoczęciem jej modernizacji;”,

– dodaje się pkt 4 w brzmieniu:

„4) wynagrodzenia z tytułu uczestnictwa w rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, lub wsparcia udzielonego

na podstawie ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.”,

b) w ust. 5 w objaśnieniu symbolu „I_{pMOZE}” wyrazy „w przypadku wytwórcy, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1” zastępuje się wyrazami „w przypadku wytwórców, o których mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 i 3”,

c) w ust. 7:

– w objaśnieniu symbolu „C_{sn}” wyrazy „po miesiącu złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1” zastępuje się wyrazami „po miesiącu złożenia oświadczenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym”,

– w objaśnieniu symbolu „C_s” po wyrazach „w którym złożono oświadczenie, o którym mowa w zdaniu pierwszym,” dodaje się wyrazy „lub w którym wytwórca był zobowiązany do złożenia tego oświadczenia,”,

– w objaśnieniu symbolu „I_p” po wyrazach „zgodnie z art. 70a–70f” dodaje się wyrazy „do końca miesiąca poprzedzającego miesiąc, w którym udzielono pomocy inwestycyjnej, o której mowa w objaśnieniu symbolu PI.”;

45) w art. 40 po ust. 1ab dodaje się ust. 1ac w brzmieniu:

„1ac. W przypadku spółdzielni energetycznej obowiązek rozliczenia, o którym mowa w ust. 1a, jest realizowany przez jednego sprzedawcę na podstawie zawartej z każdym członkiem danej spółdzielni energetycznej oraz spółdzielnią energetyczną umowy kompleksowej, z uwzględnieniem odpowiednich ilości energii elektrycznej wytworzonej przez spółdzielnię energetyczną lub jej członków.”;

46) w art. 42 w ust. 1 uchyla się pkt 4;

47) w art. 44 uchyla się ust. 7 i 12;

48) w art. 45:

a) w ust. 2 w pkt 7 w treści oświadczenia dodaje się pkt 5 w brzmieniu:

„5) w okresie objętym wnioskiem energia, dla której ma zostać wydane świadectwo pochodzenia, nie była objęta wynagrodzeniem z tytułu uczestnictwa w rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, lub wsparciem udzielonym na podstawie ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;”,

b) ust. 8 otrzymuje brzmienie:

„8. Magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii wyposaża się w układ pomiarowo-rozliczeniowy rejestrujący ilość energii elektrycznej

wprowadzonej do magazynu energii elektrycznej i wyprowadzonej z tego magazynu, który umożliwia ustalenie ilości energii elektrycznej z podziałem na ilość energii elektrycznej pobranej z sieci, a następnie wprowadzonej do tego magazynu oraz ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, a następnie wprowadzonej do tego magazynu, niezależnie od układu pomiarowo-rozliczeniowego rejestrującego ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i wprowadzonej do sieci przez tę instalację odnawialnego źródła energii lub hybrydową instalację odnawialnego źródła energii.”;

49) w art. 46 w ust. 10 skreśla się wyrazy „lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”;

50) w art. 47 w ust. 8 uchyla się pkt 3;

51) uchyla się art. 47a–50;

52) w art. 51 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Prezes URE odmawia, w drodze postanowienia, wydania świadectwa pochodzenia, w przypadku gdy:

1) nie zostały spełnione warunki określone w art. 44 lub

2) wniosek o wydanie świadectwa pochodzenia został złożony po upływie terminu, o którym mowa w art. 45 ust. 4.”;

53) w art. 52:

a) w ust. 1 w pkt 1:

– we wprowadzeniu do wyliczenia skreśla się wyrazy „lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego”,

– lit. a otrzymuje brzmienie:

„a) dla energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej lub”,

b) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:

„2a. Obowiązku, o którym mowa w ust. 1, nie wykonują podmioty wytwarzające energię elektryczną w mikroinstalacji, w tym także prosumenci energii odnawialnej, prosumenci zbiorowi energii odnawialnej i prosumenci wirtualni energii odnawialnej.”,

c) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Informacja zawiera:

1) nazwę i adres siedziby odbiorcy przemysłowego;

2) numer w rejestrze przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego lub numer identyfikacji podatkowej (NIP);

3) dane dotyczące ilości energii elektrycznej objętej obowiązkiem, o którym mowa w ust. 1, oraz stanowiącej podstawę do obliczenia opłaty OZE, o której mowa w art. 96 ust. 1, oraz opłaty kogeneracyjnej, o której mowa w art. 60 ust. 1 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wyrażonej w procentach;

4) wskazanie, czy dany odbiorca przemysłowy jest odbiorcą przemysłowym, o którym mowa w ust. 2 pkt 1.”,

d) po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu:

„5a. Do składania oświadczeń, o których mowa w ust. 3, oraz sporządzania wykazu odbiorców przemysłowych i informacji, o których mowa w ust. 4 i 5, nie mają zastosowania przepisy ustawy – Kodeks postępowania administracyjnego.”;

54) w art. 56 w ust. 1 w objaśnieniach symboli Eb oraz Es skreśla się wyrazy „oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”;

55) w art. 58:

a) uchyla się ust. 1,

b) w ust. 2 oraz w ust. 3 w pkt 1 skreśla się wyrazy „lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”;

56) w art. 59 w pkt 2 we wprowadzeniu do wyliczenia skreśla się wyrazy „lub ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia biogazu rolniczego,”;

57) po art. 60a dodaje się art. 60b w brzmieniu:

„Art. 60b. Wytwórca dokonuje pomiarów ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe oraz pomiarów ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe, na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, rejestracji tej ilości i jej przeliczenia na ilość energii wyrażoną w MWh.”;

58) art. 61 i art. 62 otrzymują brzmienie:

„Art. 61. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia:

1) wymagania dotyczące sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła

energii wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22, oraz inne paliwa,

2) sposób dokonywania pomiarów ilości energii elektrycznej na potrzeby ustalenia rzeczywistego rozliczenia obowiązku wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przez wytwórcę, który wygrał aukcję, o której mowa w art. 72 ust. 1, albo aukcję na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1, lub uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8 albo w art. 70h ust. 5,
3) sposób przeliczania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu na ilość energii wyrażoną w MWh,
4) miejsce i sposób dokonywania pomiarów ilości ciepła lub chłodu na potrzeby wydania gwarancji pochodzenia

– biorąc pod uwagę stan wiedzy technicznej oraz potrzebę ustalenia ilości wytwarzanej energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii.

Art. 62. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia:

1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe,
2) miejsce dokonywania pomiarów ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe,
3) sposób przeliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh

– biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa obrotu, dostępne technologie oraz potrzebę ustalenia ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe.”;

59) po art. 62 dodaje się art. 62a w brzmieniu:

„Art. 62a. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia:

1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe,
2) miejsce dokonywania pomiarów ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe,
3) sposób przeliczania ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh

– biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa obrotu, dostępne technologie oraz potrzebę ustalenia ilości wodoru odnawialnego wytworzonego i transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe.”;

60) w art. 63 skreśla się użyte w różnej liczbie i różnym przypadku wyrazy „lub świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego”;

61) w art. 64:

a) w ust. 1 we wprowadzeniu do wyliczenia, w ust. 2, 4 i 5 skreśla się użyte w różnej liczbie i różnym przypadku wyrazy „lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”,

b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Podmiot, o którym mowa w ust. 1, wydaje, na wniosek podmiotów, o których mowa w art. 52 ust. 2, lub innego podmiotu, któremu przysługują prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia, dokument stwierdzający te prawa i określający odpowiadającą tym prawom ilość energii elektrycznej.”;

62) w art. 65–67 skreśla się użyte w różnej liczbie i różnym przypadku wyrazy „lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”;

63) w art. 69a:

a) uchyla się pkt 2,

b) po pkt 3 dodaje się pkt 3a w brzmieniu:

„3a) systemu wsparcia, o którym mowa w art. 70g–70j, albo”,

c) po pkt 4 dodaje się pkt 4a i 4b w brzmieniu:

„4a) aukcji na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1, albo

4b) systemu wsparcia, o którym mowa w art. 83l–83s, albo”,

d) w pkt 5 po wyrazach „art. 4 ust. 1” dodaje się wyrazy „albo ust. 1a pkt 2”;

64) w art. 70 w pkt 2 po wyrazach „w art. 45” skreśla się wyrazy „ , w art. 48, w art. 49”;

65) w art. 70a:

a) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej, będący przedsiębiorstwem energetycznym, wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie:

1) biogaz rolniczy albo
2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo
3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo
4) biogaz inny niż określony w pkt 1–3, albo
5) hydroenergię, albo
6) biomasę

– może dokonać sprzedaży, której przedmiotem jest niewykorzystana, a wprowadzona do sieci energia elektryczna, wybranemu podmiotowi; przepis art. 70e stosuje się z uwzględnieniem art. 70c ust. 6 pkt 1 i art. 70d.”,

b) w ust. 4 skreśla się wyrazy „lit. a, b, c lub e”;

66) w art. 70b:

a) w ust. 3 w pkt 6:

– w lit. d skreśla się wyrazy „klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń;”,

– w treści oświadczenia w lit. d kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. e w brzmieniu:

„e) w okresie wsparcia, o którym mowa w art. 70f ust. 1, dla tej instalacji wytwórca nie będzie otrzymywać wynagrodzenia z tytułu uczestnictwa w rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, lub korzystać ze wsparcia udzielanego na podstawie ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, lub korzystać z rozliczeń, o których mowa w art. 4 ust. 1 lub art. 38c ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń;”,

b) w ust. 4:

– w pkt 1:

– – we wprowadzeniu do wyliczenia po wyrazie „uruchomienia” dodaje się wyrazy „lub modernizacji”,

– – w lit. a po wyrazie „projektowanej” dodaje się wyrazy „lub planowanej do modernizacji”,

– – lit. c otrzymuje brzmienie:

„c) oświadczenie, że urządzenia wchodzące w skład tej instalacji, służące do wytwarzania energii elektrycznej, o której mowa w art. 70a ust. 1 albo 2, zamontowane w czasie budowy lub modernizacji, zostały wyprodukowane w okresie 36 miesięcy bezpośrednio poprzedzających dzień wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej instalacji odnawialnego źródła energii po zakończeniu jej budowy lub modernizacji, z wyłączeniem instalacji wykorzystującej wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej, a same urządzenia nie były wcześniej amortyzowane w rozumieniu przepisów o rachunkowości przez jakikolwiek podmiot,”,

– – w lit. d po wyrazach „w instalacji odnawialnego źródła energii” dodaje się wyrazy „po zakończeniu jej budowy lub modernizacji”,

– w pkt 2 w lit. b kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 3 w brzmieniu:

„3) w przypadku instalacji planowanej do modernizacji – oświadczenie o udziale planowanych do poniesienia nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 74 ust. 2d.”,

c) w ust. 10 w pkt 2 po wyrazach „dokumenty” dodaje się wyrazy „i oświadczenia”,

d) po ust. 10 dodaje się ust. 10a–10d w brzmieniu:

„10a. Zmiana mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 3 pkt 4, powodująca zmianę pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 77 ust. 5, właściwej dla tej instalacji w dniu złożenia deklaracji, o której mowa w ust. 1, skutkuje:

1) utrzymaniem dotychczasowej stałej ceny zakupu – w przypadku zmniejszenia tej mocy;

2) ustaleniem nowej stałej ceny zakupu stosowanej od miesiąca następującego po miesiącu zmiany wpisu tej instalacji w rejestrze wytwórców energii w małej instalacji albo w rejestrze wytwórców biogazu rolniczego – w przypadku zwiększenia tej mocy.

10b. W przypadku, o którym mowa w ust. 10a pkt 2, nową stałą cenę zakupu wylicza się jako różnicę:

1) ceny skorygowanej obliczonej zgodnie z art. 39a ust. 5 i 7, z uwzględnieniem corocznej waloryzacji dokonywanej zgodnie z art. 70e ust. 3, przysługującej wytwórcy na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w ust. 1, podlegającej zmianie, oraz
2) kwoty stanowiącej różnicę między:
   a) ceną referencyjną przysługującą temu wytwórcy w dniu złożenia przez niego deklaracji, o której mowa w ust. 1, podlegającej zmianie, a
   b) ceną referencyjną, która przysługiwałaby mu w przypadku, gdyby moc zainstalowana elektryczna instalacji objętej deklaracją, o której mowa w ust. 1, podlegającą zmianie, w dniu jej złożenia odpowiadała mocy zainstalowanej elektrycznej, o której mowa w ust. 10a pkt 2.

10c. W przypadku otrzymania przez wytwórcę pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 39a ust. 1, na zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną, o której mowa w ust. 10a pkt 2, wartość tej pomocy oblicza się na dzień zmiany wpisu tej instalacji w rejestrze wytwórców energii w małej instalacji albo w rejestrze wytwórców biogazu rolniczego, przyjmując na potrzeby obliczenia ceny skorygowanej ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, o której mowa w ust. 10 pkt 2, pomniejszoną o ilość energii elektrycznej wytworzonej oraz wprowadzonej do sieci i sprzedanej zgodnie z ust. 1–10b i 10d–18, art. 70a i art. 70ba–70f do końca miesiąca poprzedzającego miesiąc, w którym dokonano zmiany wpisu tej instalacji w rejestrze wytwórców energii w małej instalacji albo w rejestrze wytwórców biogazu rolniczego. Przepisy art. 39a stosuje się odpowiednio.

10d. Wytwórca przekazuje Prezesowi URE oraz operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, oświadczenie o nowej stałej cenie zakupu, o której mowa w ust. 10a pkt 2, najpóźniej do dnia złożenia pierwszego wniosku o pokrycie ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej i sprzedanej z instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej, o której mowa w ust. 10a pkt 2.”,

e) uchyla się ust. 11,

f) po ust. 11 dodaje się ust. 11a–11c w brzmieniu:

„11a. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w ust. 8, przekazuje Prezesowi URE oraz operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, informację o dniu wytworzenia oraz wprowadzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii do sieci, potwierdzoną przez operatora sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub operatora sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, i o dniu jej sprzedaży, zgodnie z przepisami ust. 1, art. 70a oraz art. 70c–70f – w terminie 30 dni od dnia tej sprzedaży po raz pierwszy.

11b. Wytwórca energii elektrycznej wytworzonej w zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w ust. 8, przekazuje Prezesowi URE, operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, oraz sprzedawcy zobowiązanemu w terminie 60 dni od zakończenia modernizacji:

1) oświadczenie o zakończeniu modernizacji złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, o następującej treści:

„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że modernizacja instalacji odnawialnego źródła energii, w której będzie wytwarzana energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, została zakończona oraz że spełnia wymagania, o których mowa w art. 70b ust. 16 pkt 4 i 5 oraz art. 74 ust. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń;

2) oświadczenie o upływie terminu do zgłoszenia przez organ nadzoru budowlanego sprzeciwu do zawiadomienia o zakończeniu budowy albo zaświadczenie organu nadzoru budowlanego o braku podstaw do wniesienia takiego sprzeciwu, albo kopię pozwolenia na użytkowanie zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli jego uzyskanie jest wymagane przepisami ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, albo kopię decyzji zezwalającej na eksploatację urządzenia technicznego, jeżeli jej uzyskanie jest wymagane przepisami ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym,

w zależności od tego, który z tych przypadków wyznaczył datę zakończenia modernizacji;

3) opinię jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji stwierdzającą udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 74 ust. 2d, wraz z oświadczeniem, o którym mowa w ust. 4 pkt 3, zaktualizowanym w oparciu o tę opinię.

11c. W przypadku gdy z opinii, o której mowa w ust. 11b pkt 3, wynika, że udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 74 ust. 2d, jest inny niż wskazany w oświadczeniu, o którym mowa w ust. 4 pkt 3, i jego uwzględnienie powodowałoby zmianę okresu wsparcia, o którym mowa w art. 70f ust. 4, prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, nie przysługuje.”,

g) w ust. 16:

– uchyla się pkt 1,

– po pkt 1 dodaje się pkt 1a w brzmieniu:

„1a) na dzień składania deklaracji:

a) instalacji nie przysługuje świadectwo pochodzenia albo nie przysługuje obowiązek zakupu energii, o którym mowa w art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1, albo nie przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 70a ust. 3, art. 70c ust. 6, art. 70g ust. 2, art. 83e ust. 1 lub art. 92 ust. 5, albo

b) do rozpoczęcia okresu, w którym instalacja spełniałaby warunek, o którym mowa w lit. a, pozostało mniej niż 24 miesiące;”,

– pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) zmodernizowana instalacja będzie spełniała warunki określone w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a albo b;”,

– uchyla się pkt 3,

– pkt 4 otrzymuje brzmienie:

„4) rozpoczęcie modernizacji instalacji nastąpi po otrzymaniu zaświadczenia, o którym mowa w ust. 8, dla zmodernizowanej instalacji;”,

– w pkt 5 wyrazy „art. 74 ust. 2 pkt 1” zastępuje się wyrazami „pkt 1a lit. a”,

h) w ust. 17 wyrazy „ust. 9 i 11–14” zastępuje się wyrazami „ust. 9, 11, 11a, 12a–14 oraz art. 70c”;

67) w art. 70e po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:

„2a. W przypadku zmodernizowanych instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2:

1) lit. a – stała cena zakupu jest obliczana zgodnie z ust. 1;

2) lit. b – stała cena zakupu jest obliczana zgodnie z ust. 1, z uwzględnieniem udziału, o którym mowa w art. 74 ust. 2d.”;

68) w art. 70f dodaje się ust. 4 w brzmieniu:

„4. W przypadku zmodernizowanych instalacji odnawialnego źródła energii obowiązek zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70c ust. 2 lub prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, powstaje od pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji i objętej systemem wsparcia, o którym mowa w ustawie, i trwa nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2045 r., przy czym w przypadku instalacji, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2:

1) lit. a, trwa maksymalnie przez kolejnych:

a) 5 lat – w przypadku poniesienia nakładów inwestycyjnych modernizacji nie mniejszych niż 25%, ale nie większych niż 33% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii,

b) 6 lat – w przypadku poniesienia nakładów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii,

c) 7 lat – w przypadku poniesienia nakładów inwestycyjnych modernizacji większych niż 40%, ale nie większych niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii;

2) lit. b, trwa maksymalnie przez kolejnych 15 lat.”;

69) po art. 70f dodaje się art. 70g–70j w brzmieniu:

„Art. 70g. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej, będący przedsiębiorstwem

energetycznym lub wytwórcą, o którym mowa w art. 19 ust. 1, wykorzystujący do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie:

1) biogaz rolniczy albo
2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo
3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo
4) biogaz inny niż określony w pkt 1–3, albo
5) hydroenergię, albo
6) biomasę

– po upływie dla tej instalacji okresu, o którym mowa w art. 44 ust. 5 lub art. 70f ust. 1 lub 3, lub art. 77 ust. 1, może sprzedać niewykorzystaną, a wprowadzoną do sieci energię elektryczną wybranemu podmiotowi; przepisy art. 70j stosuje się z uwzględnieniem przepisów wydanych na podstawie art. 70i.

2. Wytwórcy, o którym mowa w ust. 1, przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3.

3. Przepisu ust. 1 nie stosuje się do przedsiębiorstw będących w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 lit. a–c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu.

4. Magazynowanie energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii pozostaje bez wpływu na prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w art. 45 ust. 8.

Art. 70h. 1. W celu sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70g ust. 1 wytwórca, o którym mowa w tym przepisie, składa Prezesowi URE deklarację o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu ustalonej zgodnie z art. 70j ust. 1.

2. Deklaracja, o której mowa w ust. 1, jest składana w postaci elektronicznej za pośrednictwem internetowej platformy aukcyjnej o której mowa w art. 78 ust. 6.

3. Deklaracja, o której mowa w ust. 1, zawiera:

1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy;
2) łączną ilość niewykorzystanej energii elektrycznej określoną w MWh, jaką wytwórca planuje sprzedać w okresie wskazanym w deklaracji;

3) okres sprzedaży niewykorzystanej ilości energii elektrycznej obejmujący planowaną datę rozpoczęcia i zakończenia sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej;
4) lokalizację i moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii oraz miejsce jej przyłączenia do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej, określone w warunkach przyłączenia albo w umowie o przyłączenie;
5) podpis wytwórcy lub osoby upoważnionej do jego reprezentowania, z załączeniem oryginału lub uwierzytelnionej kopii dokumentu poświadczającego umocowanie takiej osoby do działania w imieniu wytwórcy;
6) oświadczenie wytwórcy złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, o następującej treści:

„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że:

1) do wytworzenia energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie będą wykorzystywane:
   a) drewno inne niż drewno energetyczne oraz zboże pełnowartościowe – w przypadku dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biogaz rolniczy lub biogaz, o którym mowa w art. 70g ust. 1 pkt 2–4 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii,
   b) paliwa kopalne lub paliwa powstałe z ich przetworzenia – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy,
   c) biomasa zanieczyszczona w celu zwiększenia jej wartości opałowej – w przypadku dedykowanej instalacji spalania biomasy, a także hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biogaz lub biogaz rolniczy,
   d) substraty inne niż wymienione w art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – w przypadku wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego;
2) przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 lit. a–c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca

2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu;

3) na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zwrotu pomocy publicznej, wynikający z decyzji Komisji Europejskiej uznającej taką pomoc za niezgodną z prawem oraz z rynkiem wewnętrznym.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

4. Do deklaracji, o której mowa w ust. 1, wytwórca dołącza:

1) oświadczenie o dniu, w którym dla instalacji odnawialnego źródła energii upłynął albo upłynie okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5 lub art. 70f ust. 1 lub 3, lub w art. 77 ust. 1, oraz

2) oświadczenie, że w okresie wsparcia, o którym mowa w art. 70j ust. 3, dla tej instalacji wytwórca nie będzie otrzymywać wynagrodzenia z tytułu uczestnictwa w rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, lub korzystać ze wsparcia udzielanego na podstawie ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, lub korzystać z rozliczeń, o których mowa w art. 4 ust. 1 lub w art. 38c ust. 3, oraz

3) zobowiązanie do rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej nie później niż pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie 3 miesięcy od dnia wydania zaświadczenia, o którym mowa w ust. 5, oraz

4) oryginał lub poświadczoną kopię schematu instalacji odnawialnego źródła energii ze wskazaniem urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej oraz urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wchodzących w skład tej instalacji, z oznaczeniem lokalizacji urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych oraz miejsca przyłączenia tej instalacji do sieci elektroenergetycznej, naniesionych na mapę poglądową uwzględniającą numery ewidencyjne działek i obrębów.

5. Prezes URE wydaje wytwórcy, o którym mowa w art. 70g ust. 1, zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z przepisami ust. 1, art. 70g, art. 70i i art. 70j ust. 1, 2 i 4 oraz w okresie, o którym mowa w art. 70j ust. 3, w terminie 45 dni od dnia złożenia kompletnej deklaracji, o której mowa w ust. 1.

6. Prezes URE przekazuje informacje, o których mowa w ust. 3 pkt 1–4, o wytwórcy, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w ust. 5:

1) operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106;
2) Dyrektorowi Generalnemu KOWR – w przypadku wytwórców, o których mowa w art. 19 ust. 1.

7. Wytwórca, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w ust. 5, może zmienić deklarację, o której mowa w ust. 1, w zakresie:

1) planowanej daty zakończenia sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, przez wskazanie daty wcześniejszej niż data określona w tym zaświadczeniu;
2) mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 3 pkt 4, oraz ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 2, o ile nie spowoduje to zmiany referencyjnej ceny operacyjnej, określonej w przepisach wydanych na podstawie art. 83g ust. 1, będącej podstawą do wyliczenia stałej ceny zakupu, o której mowa w art. 70j ust. 1.

8. Wytwórca, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w ust. 5, na okres krótszy niż 10 lat lub skrócił ten okres zmieniając deklarację, o której mowa w ust. 1, zgodnie z ust. 7, nie może złożyć kolejnej deklaracji.

9. Prezes URE, w drodze postanowienia, odmawia wydania zaświadczenia, o którym mowa w ust. 5, w przypadku:

1) złożenia deklaracji, o której mowa w ust. 1, niespełniającej warunków, o których mowa w ust. 2–4, lub
2) przekroczenia maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii określonej na podstawie art. 70i.

10. Na postanowienie, o którym mowa w ust. 9, służy zażalenie. Zażalenie wnosi się do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów, w terminie 7 dni od dnia doręczenia postanowienia. Postępowanie w sprawie zażalenia na postanowienie Prezesa URE toczy się według przepisów ustawy – Kodeks postępowania cywilnego o postępowaniu w sprawach z zakresu regulacji energetyki.

11. W przypadku, o którym mowa w ust. 7, przepisy ust. 1–6, 9 i 10 stosuje się odpowiednio.

Art. 70i. 1. Maksymalna moc zainstalowana elektryczna poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 70g ust. 1, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa

w art. 70h ust. 5, może zostać ograniczona przez wskazanie wartości maksymalnych tej mocy w przypadkach:

1) osiągnięcia mocy zainstalowanej elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii na poziomie umożliwiającym realizację celu wynikającego z umów międzynarodowych;
2) wystąpienia stanu zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego rozumianego jako przekroczenie produkcji energii elektrycznej z instalacji odnawialnych źródeł energii, która przez okres dłuższy niż sześć miesięcy nie może zostać zbilansowana w ramach krajowego systemu elektroenergetycznego.

2. Rada Ministrów może określić, w drodze rozporządzenia, w terminie do dnia 31 października danego roku kalendarzowego, maksymalną moc zainstalowaną elektryczną poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w ust. 1, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5, biorąc pod uwagę:

1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego;
2) potrzebę ochrony środowiska naturalnego;
3) potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi;
4) cele gospodarcze i społeczne.

Art. 70j. 1. Stała cena zakupu wynosi 90% referencyjnej ceny operacyjnej określonej w przepisach wydanych na podstawie art. 83g ust. 1, dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70g ust. 1.

2. Prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, przysługuje wytwórcom, którzy uzyskali zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5, w terminie do dnia 31 grudnia 2033 r., w okresie wskazanym w tym zaświadczeniu.

3. Prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, powstaje od pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej objętej systemem wsparcia przeznaczonym dla wytwórcy, o którym mowa w art. 70g ust. 1, i trwa przez okres kolejnych 10 lat, nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2034 r.

4. Stała cena zakupu podlega aktualizacji w przypadku zmiany referencyjnej ceny operacyjnej określonej w przepisach wydanych na podstawie art. 83g ust. 1 i jest stosowana począwszy od kolejnego roku kalendarzowego.”;

70) w art. 71:

a) po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:

„1a. Przepis ust. 1 do wytwórców energii elektrycznej wykorzystujących do wytworzenia energii elektrycznej biomasę stosuje się w przypadkach, o których mowa w art. 129 ust. 4.”,

b) po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:

„3a. Do deklaracji o przystąpieniu do aukcji wytwórca energii elektrycznej w hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii dołącza oświadczenie, że hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii będzie spełniała wymóg udziału energii pochodzącej z urządzeń wchodzących w jej skład i wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii elektrycznej w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej, o którym mowa w art. 2 pkt 11a lit. c ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, oraz że stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji będzie nie mniejszy niż 5256 MWh/MW/rok.”;

71) w art. 73:

a) w ust. 2 w pkt 2 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 3 w brzmieniu:

„3) stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej jest nie mniejszy niż 5256 MWh/MW/rok – w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii.”,

b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Prezes URE przeprowadza odrębne aukcje na sprzedaż energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 72 ust. 1:

1) pkt 1;

2) pkt 2 i 3.”,

c) uchyla się ust. 3b,

d) w ust. 5 skreśla się wyrazy „albo w przepisach wydanych na podstawie ust. 7”,

e) uchyla się ust. 7;

72) w art. 74:

a) w ust. 1 w części wspólnej po wyrazach „bezpośrednio poprzedzających dzień wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej instalacji odnawialnego źródła energii” dodaje się wyrazy „lub dzień wytworzenia po raz pierwszy energii

elektrycznej w tej instalacji odnawialnego źródła energii po zakończeniu jej modernizacji”,

b) ust. 2 i 2a otrzymują brzmienie:

„2. Energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii wytworzona w zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii może zostać sprzedana w drodze aukcji wyłącznie w przypadku, gdy:

1) w okresie wskazanym w ofercie tej instalacji nie przysługuje świadectwo pochodzenia albo nie przysługuje obowiązek zakupu energii, o którym mowa w art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1, albo nie przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 70a ust. 3, art. 70c ust. 6, art. 70g ust. 2, art. 83e ust. 1 lub art. 92 ust. 5;

2) poniesione i udokumentowane nakłady na modernizację tej instalacji wyniosły:

a) nie mniej niż 25%, ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii albo

b) więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii;

3) do wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji wykorzystuje się:

a) wyłącznie biogaz rolniczy albo

b) wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo

c) wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo

d) wyłącznie biogaz inny niż określony w lit. a–c, albo

e) wyłącznie hydroenergię i jej łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 5 MW, albo

f) biomasę i instalacja ta jest dedykowaną instalacją spalania biomasy albo dedykowaną instalacją spalania wielopaliwowego, albo układem hybrydowym, albo

g) odpady, o których mowa w art. 2 pkt 14, i instalacja ta jest instalacją termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji;

4) w wyniku modernizacji, o której mowa w art. 2 pkt 19a lit. a i b, nastąpił przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

2a. Do kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii zalicza się koszty:

1) opracowania dokumentacji niezbędnej do uzyskania pozwoleń i decyzji bezpośrednio związanych z wybudowaniem instalacji odnawialnego źródła energii;
2) zakupu lub wytworzenia instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń niezbędnych do jej prawidłowego uruchomienia lub eksploatacji, a także robót budowlano-montażowych bezpośrednio związanych z realizacją inwestycji w zakresie tej instalacji oraz urządzeń;
3) dostawy instalacji odnawialnego źródła energii lub urządzeń i elementów wchodzących w jej skład, lub urządzeń niezbędnych do jej uruchomienia lub eksploatacji;
4) sprawdzenia i uruchomienia instalacji odnawialnego źródła energii;
5) szkolenia personelu lub instruktażu, pod warunkiem że te koszty są ujęte w wartości początkowej zakupionych lub wytworzonych wartości niematerialnych i prawnych w ewidencji środków trwałych lub wartości niematerialnych i prawnych wytwórcy energii;
6) zakupu wartości niematerialnych i prawnych bezpośrednio związanych z instalacją odnawialnego źródła energii.”,

c) po ust. 2a dodaje się ust. 2b–2f w brzmieniu:

„2b. Wartość kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, wyrażoną w złotych na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej, ustala się na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1, albo na dzień złożenia oferty, o której mowa w art. 79 ust. 3.

2c. Wartość poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji nie może być większa niż maksymalna wartość kosztów kwalifikowanych określona w przepisach wydanych na podstawie ust. 9.

2d. Udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii oblicza się według wzoru:

$$Wkps = Wnm / (Wkr * Mze) *100\%,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Wkps – wyrażony w procentach udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych

wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii,

Wnm – wartość poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii, w kwocie netto, wyrażoną w złotych,

Wkr – wartość kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, wyrażoną w złotych na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej,

Mze – moc zainstalowaną elektryczną zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii.

2e. Dla instalacji, o których mowa w ust. 2 pkt 2 lit. a, cena sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii jest równa cenie, o której mowa w art. 79 ust. 3 pkt 3, za jaką uczestnik aukcji zobowiązuje się sprzedać tę energię w ramach systemu aukcyjnego.

2f. Dla instalacji, o których mowa w ust. 2 pkt 2 lit. b, cena sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii jest równa iloczynowi ceny, o której mowa w art. 79 ust. 3 pkt 3, za jaką uczestnik aukcji zobowiązuje się sprzedać tę energię w ramach systemu aukcyjnego, oraz udziału obliczonego zgodnie z ust. 2d i jest wyrażana w złotych za 1 MWh.”,

d) w ust. 3:
   – wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:
     „W przypadku rozpoczęcia albo zakończenia modernizacji instalacji, której wytwórcy przysługuje:”,
   – w pkt 1 skreśla się wyrazy „lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego”,
   – pkt 3 otrzymuje brzmienie:
     „3) obowiązek zakupu energii, o którym mowa w art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1, przez sprzedawcę zobowiązanego”,
e) uchyla się ust. 6,
f) w ust. 7:
   – pkt 1 i 2 otrzymują brzmienie:
     „1) na dzień złożenia wniosku:
        a) instalacji nie przysługuje świadectwo pochodzenia albo nie przysługuje obowiązek zakupu energii, o którym mowa w art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1, albo nie przysługuje prawo do pokrycia ujemnego

salda zgodnie z art. 70a ust. 3, art. 70c ust. 6, art. 70g ust. 2, art. 83e ust. 1 lub art. 92 ust. 5, albo

b) do rozpoczęcia okresu, w którym instalacja spełniałaby warunek, o którym mowa w lit. a, pozostało mniej niż 24 miesiące;

2) zmodernizowana instalacja będzie spełniała warunki określone w ust. 2 pkt 2 lit. a albo b, pkt 3 i 4;”,

– uchyla się pkt 3,

– pkt 4 i 5 otrzymują brzmienie:

„4) rozpoczęcie modernizacji instalacji nastąpi po dniu zamknięcia sesji aukcji;

5) wytwarzanie energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii po zakończeniu modernizacji tej instalacji rozpocznie się nie wcześniej niż w dniu, w którym instalacja będzie spełniała warunek określony w pkt 1 lit. a.”,

g) ust. 9 otrzymuje brzmienie:

„9. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy katalog kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji oraz maksymalną wartość kosztów kwalifikowanych w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii, z podziałem na rodzaje instalacji odnawialnego źródła energii o mocy określonej w art. 77 ust. 5, wykorzystujące do wytwarzania energii:

1) wyłącznie biogaz rolniczy albo

2) wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo

3) wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo

4) wyłącznie biogaz inny niż określony w lit. a–c, albo

5) wyłącznie hydroenergię i jej łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 5 MW, albo

6) biomasę i instalacja ta jest dedykowaną instalacją spalania biomasy albo dedykowaną instalacją spalania wielopaliwowego albo układem hybrydowym, albo

7) odpady, o których mowa w art. 2 pkt 14, i instalacja ta jest instalacją termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji

– biorąc pod uwagę istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii, nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu tej instalacji i jej budowy wraz z niezbędną infrastrukturą

techniczną oraz założenia dotyczące technicznych warunków pracy tej instalacji, w tym sprawności wytwarzania energii elektrycznej.”;

73) w art. 75:

a) po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:

„1a. Przepis ust. 1 do wytwórców energii elektrycznej wykorzystujących do wytworzenia energii elektrycznej biomasę stosuje się w przypadkach, o których mowa w art. 129 ust. 4.”,

b) w ust. 4 dodaje się pkt 5 w brzmieniu:

„5) w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii – oświadczenie wytwórcy lub osoby upoważnionej do jego reprezentowania, że hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii będzie spełniała wymóg udziału energii pochodzącej z urządzeń wchodzących w jej skład i wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii elektrycznej w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej, o którym mowa w art. 2 pkt 11a lit. c ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, oraz że stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji będzie nie mniejszy niż 5256 MWh/MW/rok.”,

c) w ust. 5 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie do sieci przesyłowych lub dystrybucyjnych instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2 i 3;”,

d) po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu:

„5a. Wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji składa się nie później niż 14 dni przed dniem rozpoczęcia sesji aukcji, której dotyczy.”;

74) w art. 76:

a) w ust. 1 po wyrazie „złożenia” dodaje się wyraz „kompletnego”,

b) po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:

„3a. Wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, do którego nie dołączono dokumentów, o których mowa w art. 75 ust. 5 pkt 1 lub 2, lub złożony w terminie krótszym niż określony w art. 75 ust. 5a, pozostawia się bez rozpoznania.”;

75) w art. 77:

a) w ust. 1 po wyrazach „w odniesieniu do energii wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii,” dodaje się wyrazy „z wyłączeniem instalacji, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a,”,

b) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:

„2a. Okres, w którym przysługuje obowiązek zakupu, o którym mowa w art. 92 ust. 1, oraz okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 92 ust. 5, w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a, przysługujące wytwórcom, którzy wygrali aukcję, liczy się od pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji i wynosi on maksymalnie:

1) 5 lat – w przypadku poniesienia i udokumentowania nakładów inwestycyjnych modernizacji nie mniejszych niż 25%, ale nie większych niż 33% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii,

2) 6 lat – w przypadku poniesienia i udokumentowania nakładów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii,

3) 7 lat – w przypadku poniesienia i udokumentowania nakładów inwestycyjnych modernizacji większych niż 40%, ale nie większych niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii

– nie dłużej jednak niż do dnia 31 grudnia 2045 r.”,

c) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia:

1) maksymalną cenę w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, zwaną dalej „ceną referencyjną”, wytworzoną w instalacjach, o których mowa w ust. 5 pkt 1–22;

2) okres, w którym przysługuje obowiązek zakupu, o którym mowa w art. 92 ust. 1, oraz okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 92 ust. 5, w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w

instalacjach odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem instalacji, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a, przysługujące wytwórcom, o których mowa w art. 72 ust. 1, obowiązujący wytwórców, którzy wygrają aukcję;

3) referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii złożonych z instalacji, o których mowa w ust. 5 pkt 1–22, wyrażony w MWh w odniesieniu do 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej, wytworzonej w ciągu roku dla danego typu instalacji.”,

d) w ust. 4:

– w pkt 3 po wyrazach „na pokrycie strat powstających przed wprowadzeniem energii elektrycznej” skreśla się wyrazy „lub biogazu rolniczego”,

– w pkt 6 po wyrazach „energii elektrycznej” skreśla się wyrazy „lub biogazu rolniczego”,

e) w ust. 5 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Cenę referencyjną określa się w przepisach wydanych na podstawie ust. 3 albo oblicza się zgodnie z ust. 5a dla instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 72 ust. 1:”,

f) po ust. 5 dodaje się ust. 5a i 5b w brzmieniu:

„5a. W przypadku hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii cena referencyjna jest obliczana według wzoru:

$$C_{refH} = \frac{\sum_{i=1}^{n} C_i * I_i * P_i}{\sum_{i=1}^{n} I_i * P_i},$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C_{refH} – cenę referencyjną hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, wyrażoną w zł na MWh,

C_i – cenę referencyjną właściwą dla i-tej instalacji wchodzącej w skład hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, wyrażoną w zł na MWh,

I_i – referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej właściwy dla i-tej instalacji wchodzącej w skład hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, wyrażony w MWh na rok,

P_i – moc zainstalowaną i-tej instalacji wchodzącej w skład hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, wyrażoną w MW.

5b. Cenę referencyjną obliczoną dla hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii stosuje się w przypadku, gdy stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji jest nie mniejszy niż 5256 MWh/MW/rok.”,

g) uchyla się ust. 6 i 7;

76) w art. 79:

a) w ust. 3:

– w pkt 2 przed wyrazami „rodzaj i moc” dodaje się wyrazy „lokalizację,”,

– w pkt 3 po wyrazach „w ofercie” dodaje się wyrazy „ , albo cenę, która będzie stanowiła podstawę wyliczenia ceny sprzedaży dla instalacji, o której mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b”,

– w pkt 4 po wyrazie „wskazanie” dodaje się wyrazy „ , że energia będzie sprzedawana do wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a, albo”,

– po pkt 5a dodaje się pkt 5b i 5c w brzmieniu:

„5b) w przypadku wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii, oświadczenie o udziale planowanych do poniesienia nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 74 ust. 2d;

5c) oświadczenie, że w okresie korzystania z aukcyjnego systemu wsparcia dla tej instalacji wytwórca nie będzie otrzymywać wynagrodzenia z tytułu uczestnictwa w rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, lub korzystać ze wsparcia udzielanego na podstawie ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, lub korzystać z rozliczeń, o których mowa w art. 4 ust. 1 lub w art. 38c ust. 3;”,

– w pkt 8 w lit. a wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 42 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, która powstanie lub w odniesieniu do której rozpoczęcie modernizacji nastąpi po dniu zamknięcia sesji aukcji, o której mowa w art. 73 ust. 2, a w przypadku energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie:”,

– w pkt 9 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 10 w brzmieniu:

„10) w przypadku wytwórców, o których mowa w art. 72 ust. 1, wytwarzających energię elektryczną w hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii – oświadczenie, że hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii będzie spełniała wymóg udziału energii pochodzącej z urządzeń wchodzących w jej skład i wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii elektrycznej w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej, o którym mowa w art. 2 pkt 11a lit. c ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, oraz że stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji będzie nie mniejszy niż 5256 MWh/MW/rok.”,

b) w ust. 10 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Jednokrotna aktualizacja oferty, o której mowa w ust. 9, następuje przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia wytwórcy zawierającego informacje, o których mowa w tym przepisie, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem:”,

c) ust. 11 otrzymuje brzmienie:

„11. W przypadku gdy aktualizacja oferty, o której mowa w ust. 9, nie spełnia warunków określonych w tym przepisie lub została złożona po terminie, o którym mowa w ust. 10, oferta nie podlega aktualizacji.”,

d) po ust. 11 dodaje się ust. 11a w brzmieniu:

„11a. Dopuszczalne jest dokonywanie wielokrotnej aktualizacji oferty wytwórcy energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW zlokalizowanej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej, która wygrała aukcję, wyłącznie w zakresie wskazania, że energia będzie sprzedawana do wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a, albo do sprzedawcy zobowiązanego, ze skutkiem na koniec kwartału następującego po kwartale, w którym złożono aktualizację oferty. Aktualizacja oferty następuje przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia wytwórcy zawierającego wskazanie, że energia będzie sprzedawana do wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a, albo do sprzedawcy zobowiązanego, na którego obszarze działania będzie zlokalizowana ta instalacja.”,

e) w ust. 12 po wyrazach „o dokonaniu aktualizacji oferty zgodnie z ust. 9 i 10” dodaje się wyrazy „lub ust. 11a”;

77) w art. 79a w ust. 2 pkt 5 otrzymuje brzmienie:

„5) zaktualizowany harmonogram rzeczowo-finansowy, o którym mowa w art. 75 ust. 5 pkt 6;”;

78) w art. 81:

a) ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Kaucja lub gwarancja, o których mowa w art. 78 ust. 3, podlegają zwrotowi w terminie:

1) 90 dni od dnia wypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8;

2) 30 dni od dnia rozstrzygnięcia aukcji – w przypadku wytwórcy, którego oferta nie wygrała aukcji.”,

b) ust. 4a otrzymuje brzmienie:

„4a. W przypadku niewypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, z uwzględnieniem przedłużenia terminu, o którym mowa w art. 79a ust. 1, kaucja, o której mowa w art. 78 ust. 3 i 4, podlega przepadkowi na rzecz Prezesa URE lub Prezes URE realizuje gwarancję bankową, o której mowa w art. 78 ust. 3 i 4.”,

c) w ust. 5 wyraz „zamknięciu” zastępuje się wyrazem „rozstrzygnięciu”,

d) w ust. 7 wyraz „zamknięcia” zastępuje się wyrazem „rozstrzygnięcia”;

79) w art. 82 po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:

„1a. Przepisu ust. 1 nie stosuje się do wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, który korzysta z możliwości sprzedaży wytwarzanej energii do wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a.”;

80) w art. 83:

a) w ust. 1:

– uchyla się pkt 3,

– pkt 4 otrzymuje brzmienie:

„4) w przypadku instalacji zmodernizowanych, w terminie 60 dni od dnia zakończenia tej modernizacji:

a) oświadczenie o zakończeniu modernizacji, złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, o następującej treści:

„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że modernizacja instalacji odnawialnego źródła energii, w której będzie wytwarzana energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, została zakończona oraz spełnia wymagania, o których mowa w art. 74 ust. 2 i ust. 7 pkt 4 i 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń,

b) oświadczenie o upływie terminu do zgłoszenia przez organ nadzoru budowlanego sprzeciwu do zawiadomienia o zakończeniu budowy albo zaświadczenie organu nadzoru budowlanego o braku podstaw do wniesienia takiego sprzeciwu, albo kopię pozwolenia na użytkowanie zmodernizowanej instalacji, jeżeli jego uzyskanie jest wymagane przepisami ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, albo kopię decyzji zezwalającej na eksploatację urządzenia technicznego, jeżeli jej uzyskanie jest wymagane przepisami ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym, w zależności od tego, który z tych przypadków wyznaczył datę zakończenia modernizacji,

c) opinię jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji stwierdzającą udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 74 ust. 2d, wraz z oświadczeniem, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 5b, zaktualizowanym w oparciu o tę opinię.”,

b) ust. 1a otrzymuje brzmienie:

„1a. Wytwórca przekazuje operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, a w przypadku wytwórcy energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, który zadeklarował sprzedaż energii elektrycznej sprzedawcy zobowiązanemu – także temu sprzedawcy, informację, o której mowa w ust. 1 pkt 2, oraz dokumenty, o których mowa w ust. 1 pkt 4 lit. b i c, w terminach określonych w tych przepisach.”,

c) ust. 3a otrzymuje brzmienie:

„3a. W przypadku gdy wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, którego oferta wygrała aukcję przeprowadzoną na podstawie art. 73 ust. 3a pkt 5:

1) nie uzyskał stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej w tej instalacji określonego w art. 77 ust. 5b, obliczonego jako średnia arytmetyczna dla następujących po sobie okresów trzech pełnych lat kalendarzowych – zwraca operatorowi rozliczeń, o którym mowa w art. 106, wraz z odsetkami, pomoc publiczną uzyskaną w odniesieniu do energii elektrycznej sprzedanej w roku, w którym wymagany stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej nie został osiągnięty, przy czym w przypadku gdy okres, w którym przysługuje wsparcie, jest krótszy niż trzy lata kalendarzowe, weryfikacja stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej jest przeprowadzana dla tego okresu;

2) nie spełnił warunków określonych w art. 2 pkt 11a – zwraca operatorowi rozliczeń, o którym mowa w art. 106, wraz z odsetkami, pomoc publiczną uzyskaną w odniesieniu do energii elektrycznej sprzedanej w roku, w którym nie spełnił tych warunków.”,

d) w ust. 3b w pkt 10 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 11 w brzmieniu:

„11) wykorzystania części lub całości wytworzonego biogazu lub biogazu rolniczego do wytworzenia biometanu z uwzględnieniem sposobu przeliczania ilości wytworzonego biogazu, biogazu rolniczego i biometanu na ilość energii wyrażoną w MWh, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 62.”,

e) dodaje się ust. 5 i 6 w brzmieniu:

„5. Zobowiązanie, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d, z uwzględnieniem postanowienia wydanego na podstawie art. 70ba ust. 1, albo o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, z uwzględnieniem postanowienia wydanego na podstawie art. 79a ust. 1, uznaje się za spełnione, w przypadku gdy wytwórca, w terminie realizacji tego zobowiązania, uzyskał koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii albo został wpisany do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, albo został wpisany do rejestru wytwórców biogazu i przekazał Prezesowi URE oraz operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, informację o dniu wytworzenia oraz wprowadzenia energii elektrycznej z

odnawialnych źródeł energii do sieci, potwierdzoną przez operatora sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub operatora sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a instalacja odnawialnego źródła energii tego wytwórcy pozostawała w gotowości do wytwarzania energii, jednak w wymaganym terminie nie doszło do sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej w następstwie:

1) obowiązywania regulacji prawa powszechnie obowiązującego;
2) konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej;
3) wystąpienia awarii w systemie elektroenergetycznym, w tym awarii przyłącza lub sieci elektroenergetycznej;
4) działania siły wyższej, rozumianej jako zdarzenie lub seria zdarzeń, niezależnych od wytwórcy, których nie mógł on uniknąć lub przezwyciężyć, do których zalicza się:
   a) klęska żywiołowa, w tym katastrofa naturalna w rozumieniu ustawy z dnia 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (Dz. U. z 2017 r. poz. 1897),
   b) wojna, działania wojenne, akty terroryzmu, zamieszki, awaria elektrowni jądrowej;
5) wystąpienia awarii technicznej instalacji odnawialnego źródła energii rozumianej jako gwałtowne, nieprzewidziane i niezależne od wytwórcy uszkodzenie lub zniszczenie tej instalacji lub zniszczenie obiektów budowlanych, lub urządzeń warunkujących pracę tej instalacji.

6. W przypadku gdy z opinii, o której mowa w ust. 1 pkt 4 lit. c, wynika, że udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 74 ust. 2d, jest inny niż wskazany w oświadczeniu, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 5b, i jego uwzględnienie powodowałoby zmianę okresu wsparcia, o którym mowa w art. 77 ust. 1 albo 2a, prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, nie przysługuje.”;

81) w art. 83a w ust. 1, 3 i 5 po wyrazach „w art. 92 ust. 1 i 5” dodaje się wyrazy „lub w art. 83e ust. 1”;

82) po art. 83a dodaje się art. 83b–83k w brzmieniu:

„Art. 83b. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej

większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej, dla której upłynął okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5 lub w art. 77 ust. 1, może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne.

2. Wytwórca, o którym mowa w ust. 1, który zamierza przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne, składa do Prezesa URE, co najmniej na 14 dni przed dniem rozpoczęcia sesji aukcji, do której planuje przystąpić:

1) deklarację o przystąpieniu do aukcji na wsparcie operacyjne albo
2) oświadczenie, że warunki techniczne wytwarzania energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie uległy zmianie w stosunku do informacji zawartych w deklaracji, o której mowa w pkt 1.

3. Wytwórca, o którym mowa w ust. 1, może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne:

1) w roku, w którym Prezes URE wydał potwierdzenie przyjęcia deklaracji, o którym mowa w art. 71 ust. 4, oraz
2) przez okres kolejnych 9 lat od dnia wydania potwierdzenia, o którym mowa w pkt 1, pod warunkiem złożenia oświadczenia, o którym mowa w ust. 2 pkt 2.

4. Do deklaracji o przystąpieniu do aukcji na wsparcie operacyjne stosuje się przepisy art. 71 ust. 2a–4 i 6.

Art. 83c. 1. Energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii wytworzona oddzielnie w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 83d ust. 5, może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne przez wytwórców, którzy złożyli:

1) deklarację o przystąpieniu do aukcji na wsparcie operacyjne w terminie do dnia 31 grudnia 2033 r. oraz uzyskali potwierdzenie, o którym mowa w art. 71 ust. 4, lub
2) oświadczenie, o którym mowa w art. 83b ust. 2 pkt 2, w terminie do dnia 31 grudnia 2033 r.

2. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w tym roku kalendarzowym przez wytwórców określonych w ust. 1.

3. Wydając rozporządzenie, o którym mowa w ust. 2, Rada Ministrów bierze pod uwagę:

1) politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział energii i paliw wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie;
2) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jak również zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych;
3) potrzebę ochrony środowiska naturalnego, w tym zmniejszenia zanieczyszczenia azotem pochodzenia rolniczego, a także redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;
4) potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi;
5) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy;
6) potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

Art. 83d. 1. Prezes URE ogłasza, organizuje i przeprowadza aukcje na wsparcie operacyjne, nie rzadziej niż raz w roku, do dnia 31 grudnia 2033 r.

2. Energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1, za cenę w złotych za 1 MWh nie wyższą niż określona w przepisach wydanych na podstawie art. 83g ust. 1, zwaną dalej „referencyjną ceną operacyjną”.

3. Przedmiotem aukcji na wsparcie operacyjne jest sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii i wprowadzonej do sieci przez wytwórców, o których mowa w art. 83c ust. 1, pod warunkiem że:

1) do jej wytworzenia nie wykorzystano:
   a) drewna innego niż drewno energetyczne oraz zbóż pełnowartościowych – w przypadku:
      – instalacji odnawialnego źródła energii, innej niż mikroinstalacja i mała instalacja, wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz inny niż biogaz rolniczy,

– instalacji odnawialnego źródła energii, innej niż mikroinstalacja i mała instalacja, wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy,
– dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biogaz lub biogaz rolniczy,
– instalacji termicznego przekształcania odpadów,

b) drewna innego niż drewno energetyczne – w przypadku dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biopłyny,

c) paliw kopalnych lub paliw powstałych z ich przetworzenia – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy,

d) biomasy zanieczyszczonej w celu zwiększenia jej wartości opałowej – w przypadku dedykowanej instalacji spalania biomasy, a także hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego, oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy,

e) substratów innych niż wymienione w art. 2 pkt 2 – w przypadku wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego,

f) substratów innych niż wymienione w art. 2 pkt 4 – w przypadku wytwarzania energii elektrycznej z biopłynów,

g) biopłynów, które nie spełniają kryteriów zrównoważonego rozwoju określonych w przepisach ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych;

2) zostanie dochowany wymóg udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznej masie biomasy określony w art. 60a ust. 2 lub w przepisach wydanych na podstawie art. 60a ust. 3 – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 60a ust. 2.

4. Prezes URE przeprowadza aukcje na wsparcie operacyjne odrębnie od aukcji dla instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 72.

5. Aukcje na wsparcie operacyjne dla wytwórców, o których mowa w art. 83b ust. 1, przeprowadza się odrębnie na sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach

odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 83g ust. 3:

1) pkt 12 i 13;

2) pkt 14–23;

3) pkt 25.

6. Prezes URE przeprowadza aukcje na wsparcie operacyjne, uwzględniając podział określony w ust. 5, dla ilości i wartości energii elektrycznej, określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 83c ust. 2, biorąc pod uwagę cel w zakresie odnawialnych źródeł energii i istniejący potencjał w zakresie krajowych zasobów energii elektrycznej zgłoszony w deklaracjach o przystąpieniu do aukcji na wsparcie operacyjne oraz objęty wydanymi potwierdzeniami, o których mowa w art. 71 ust. 4.

7. W aukcji na wsparcie operacyjne przeprowadzanej przez Prezesa URE mogą wziąć udział wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej. Przepisy art. 73 ust. 9–12 stosuje się odpowiednio.

Art. 83e. 1. Wytwórcy, o którym mowa w art. 83b ust. 1, który wygrał aukcję na wsparcie operacyjne, przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2034 r.

2. Okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z ust. 1, w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, przysługujący wytwórcom, którzy wygrali aukcję na wsparcie operacyjne, wynosi rok, licząc od pierwszego dnia roku następującego po roku, w którym nastąpiło zamknięcie sesji tej aukcji.

3. W przypadku niewypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 83h ust. 3 pkt 5, przepisu ust. 1 nie stosuje się w całym okresie, o którym mowa w ust. 2, oraz w roku kalendarzowym następującym po tym okresie.

Art. 83f. Rozliczenie przez wytwórcę, który wygrał aukcję na wsparcie operacyjne, obowiązku sprzedaży w ramach tej aukcji, energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 83d ust. 5, w ilości określonej przez niego w ofercie, następuje po zakończeniu roku kalendarzowego, w którym przysługiwało wsparcie, w oparciu o ilość energii elektrycznej sprzedanej w ramach aukcji na wsparcie operacyjne określonej w sprawozdaniach miesięcznych składanych zgodnie z art. 93 ust. 2 pkt 3.

Art. 83g. 1. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, w terminie do dnia 30 września każdego roku, referencyjną cenę operacyjną, mając na uwadze:

1) istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii;
2) założenia dotyczące technicznych warunków pracy instalacji odnawialnego źródła energii, w tym sprawności wytwarzania energii elektrycznej lub biogazu rolniczego, współczynniki wykorzystania dostępnej mocy elektrycznej, współczynniki zużycia wytworzonej energii elektrycznej i biogazu rolniczego na pokrycie potrzeb własnych oraz na pokrycie strat powstających przed wprowadzeniem energii elektrycznej do sieci;
3) koszty operacyjne, ponoszone w okresie eksploatacji, w którym instalacja odnawialnego źródła energii podlega mechanizmom i instrumentom wsparcia;
4) przewidywane kształtowanie się cen biomasy i innych paliw;
5) wpływ instalacji odnawialnego źródła energii na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;
6) zrównoważone zagospodarowanie zasobów wodnych;
7) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy;
8) oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

2. Wydając rozporządzenie na podstawie ust. 1, minister właściwy do spraw klimatu uwzględnia również następujące koszty bezpośrednio związane z wytwarzaniem energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii:

1) paliw lub substratów i inne koszty zmienne;
2) materiałów i usług związanych z eksploatacją, serwisem oraz remontami instalacji odnawialnego źródła energii;
3) osobowe;
4) nadzoru, w tym nadzoru biologiczno-technologicznego, i usług niezbędnych do funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii;
5) opłat lokalnych i podatków;
6) korzystania z nieruchomości;
7) ubezpieczeń;

8) zakupu energii na potrzeby własne;
9) monitoringu środowiskowego;
10) związane z zagospodarowaniem pozostałości po procesie wytwórczym, w formie stałej lub płynnej.

3. Referencyjną cenę operacyjną minister właściwy do spraw klimatu określa odrębnie dla następujących instalacji odnawialnego źródła energii:

1) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej;
2) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;
3) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej;
4) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;
5) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej;
6) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;
7) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 1, 3 i 5 do wytwarzania energii elektrycznej;
8) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 2, 4 i 6 do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;
9) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej;
10) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej;

11) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;
12) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej;
13) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;
14) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej;
15) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;
16) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej;
17) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;
18) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 12, 14 i 16 do wytwarzania energii elektrycznej;
19) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 13, 15 i 17 do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;
20) dedykowanych instalacji spalania biomasy lub układów hybrydowych;
21) dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego;
22) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 MW, w instalacji termicznego przekształcania odpadów, w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub w układach hybrydowych, w wysokosprawnej kogeneracji;
23) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 MW, w instalacji termicznego przekształcania odpadów, w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych, w wysokosprawnej kogeneracji;

24) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej;
25) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW i nie większej niż 5 MW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej.

4. Minister właściwy do spraw klimatu, w terminie do dnia 31 sierpnia każdego roku, przeprowadza analizę kosztów wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w ust. 3.

Art. 83h. 1. Wytwórca będący uczestnikiem aukcji na wsparcie operacyjne, od godziny otwarcia do godziny zamknięcia sesji aukcji na wsparcie operacyjne, przekazuje ofertę za pomocą formularza zamieszczonego na internetowej platformie aukcyjnej, o której mowa w art. 78 ust. 6.

2. Uczestnik aukcji na wsparcie operacyjne w trakcie sesji aukcji składa jedną ofertę dla energii elektrycznej, która będzie wytwarzana w danej instalacji w kolejnym roku kalendarzowym.

3. Oferta złożona przez uczestnika aukcji na wsparcie operacyjne zawiera w szczególności:

1) nazwę i adres siedziby uczestnika tej aukcji;
2) lokalizację, rodzaj i moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, w której będzie wytwarzana energia elektryczna przez uczestnika aukcji na wsparcie operacyjne;
3) ilość energii elektrycznej wyrażoną w MWh i cenę, wyrażoną w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, za jaką uczestnik aukcji na wsparcie operacyjne zobowiązuje się sprzedać w kolejnym roku kalendarzowym tę energię w ramach aukcji na wsparcie operacyjne;
4) miejsce przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej, określone w warunkach przyłączenia albo w umowie o przyłączenie;
5) zobowiązanie się uczestnika aukcji na wsparcie operacyjne do rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii w terminie 30 dni od pierwszego dnia roku kalendarzowego następującego po roku, w którym nastąpiło zamknięcie sesji aukcji, do ostatniego dnia tego roku;

6) oświadczenie, że w okresie korzystania ze wsparcia operacyjnego dla instalacji odnawialnego źródła energii wytwórca nie będzie otrzymywać wynagrodzenia z tytułu uczestnictwa w rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, lub korzystać ze wsparcia udzielanego na podstawie ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, lub korzystać z rozliczeń, o których mowa w art. 4 ust. 1 lub w art. 38c ust. 3, oraz

7) oświadczenie, złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, o następującej treści:

„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że:

1) do wytworzenia energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie będą wykorzystywane:

a) drewno inne niż drewno energetyczne oraz zboża pełnowartościowe – w przypadku:

– instalacji odnawialnego źródła energii, innej niż mikroinstalacja i mała instalacja, wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz inny niż biogaz rolniczy,

– instalacji odnawialnego źródła energii, innej niż mikroinstalacja i mała instalacja, wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy,

– dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biogaz lub biogaz rolniczy,

– instalacji termicznego przekształcania odpadów,

b) drewno inne niż drewno energetyczne – w przypadku dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biopłyny,

c) paliwa kopalne lub paliwa powstałe z ich przetworzenia – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania

energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy,

d) biomasa zanieczyszczona w celu zwiększenia jej wartości opałowej – w przypadku dedykowanej instalacji spalania biomasy, a także hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy,

e) substraty inne niż wymienione w art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – w przypadku wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego,

f) substraty inne niż wymienione w art. 2 pkt 4 ustawy wymienionej w lit. e – w przypadku wytwarzania energii elektrycznej z biopłynów,

g) biopłyny, które nie spełniają kryteriów zrównoważonego rozwoju określonych w przepisach ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych;

2) zostanie dochowany wymóg udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznej masie biomasy określony w art. 60a ust. 2 lub w przepisach wydanych na podstawie art. 60a ust. 3 ustawy wymienionej w pkt 1 lit. e – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 60a ust. 1tej ustawy;

3) przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 lit. a–c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu;

4) na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zwrotu pomocy publicznej, wynikający z decyzji Komisji Europejskiej uznającej taką pomoc za niezgodną z prawem oraz z rynkiem wewnętrznym.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

4. Oferty opatruje się, pod rygorem nieważności, kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym albo podpisem osobistym.

5. Aukcja na wsparcie operacyjne odbywa się w jednej sesji aukcji.

6. Oferta każdego uczestnika aukcji na wsparcie operacyjne jest niedostępna dla pozostałych uczestników tej aukcji.

7. Na godzinę przed zamknięciem sesji aukcji na wsparcie operacyjne oferty nie podlegają modyfikacji ani wycofaniu.

8. Oferta złożona przez wytwórcę, o którym mowa w art. 83b ust. 1, podlega odrzuceniu, jeżeli cena sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 3, wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 83b ust. 1, przekracza referencyjną cenę operacyjną obowiązującą w dniu ogłoszenia danej aukcji na wsparcie operacyjne.

Art. 83i. Prezes URE, niezwłocznie po rozstrzygnięciu aukcji na wsparcie operacyjne, przekazuje operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, informacje zawierające dane wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, których oferty wygrały aukcję, oraz dane dotyczące ilości i ceny energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, podanej w ofercie, o której mowa w art. 83h ust.1.

Art. 83j. Dokonując weryfikacji rzeczywistego udziału wartości energetycznej biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego w łącznej wartości energetycznej wszystkich spalonych paliw zużytych do wytworzenia energii elektrycznej lub ciepła w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego przez wytwórcę energii elektrycznej, o której mowa w art. 83c, uwzględnia się wyłącznie miesiące kalendarzowe, za które wykazano sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w sprawozdaniu, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3.

Art. 83k. W zakresie nieuregulowanym w art. 83b–83j do przeprowadzenia aukcji na wsparcie operacyjne art. 77a, art. 78 ust. 1, 2 i 5–11, art. 80 ust. 1–3 i 10, art. 81 ust. 1–3, 5, 7 i 8, art. 83 ust. 1 pkt 2, ust. 1a, ust. 3b i 4 stosuje się odpowiednio.”;

83) po rozdziale 4 dodaje się rozdział 4a w brzmieniu:

„Rozdział 4a

Mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii

Art. 83l. 1. Wytwórca biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną nie większą niż 1 MW, może sprzedać wybranemu podmiotowi biometan wprowadzony do sieci gazowej.

2. Wytwórcy, o którym mowa w ust. 1, przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3.

3. Przepisów ust. 1 nie stosuje się do przedsiębiorstw będących w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu.

Art. 83m. 1. W celu sprzedaży biometanu zgodnie z art. 83l ust. 1 wytwórca biometanu, o którym mowa w tym przepisie, składa Prezesowi URE deklarację o zamiarze sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej po stałej cenie zakupu biometanu, ustalonej zgodnie z art. 83n.

2. Deklaracja, o której mowa w ust. 1, jest składana w postaci elektronicznej za pośrednictwem internetowej platformy aukcyjnej, o której mowa w art. 78 ust. 6.

3. Deklaracja, o której mowa w ust. 1, zawiera:

1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy biometanu;
2) łączną ilość biometanu wprowadzonego do sieci gazowej, określoną w MWh, jaką wytwórca biometanu planuje sprzedać w okresie wskazanym w deklaracji;
3) okres sprzedaży biometanu wprowadzanego do sieci gazowej, obejmujący planowaną datę rozpoczęcia i zakończenia sprzedaży biometanu;
4) miejsce przyłączenia do sieci gazowej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, określone w warunkach przyłączenia albo w umowie o przyłączenie, oraz lokalizację i moc zainstalowaną tej instalacji przeliczoną na moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, przyjmując sprawność elektryczną agregatu kogeneracyjnego na poziomie 41%;
5) podpis wytwórcy biometanu lub osoby upoważnionej do jego reprezentowania, z załączeniem oryginału lub uwierzytelnionej kopii dokumentu poświadczającego umocowanie takiej osoby do działania w imieniu wytwórcy biometanu;
6) oświadczenie wytwórcy biometanu, złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, o następującej treści:

„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że:

1) wytwarzając biometan w instalacji odnawialnego źródła energii, będę stosował się do obowiązków, o których mowa w art. 9 ust. 1a pkt 3 albo art. 25 pkt 3a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii;

2) wartość pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 83q ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, obliczona zgodnie z art. 83q ust. 2 tej ustawy, wynosi … zł; cena skorygowana obliczona zgodnie z art. 83q ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wynosi … zł za 1 MWh;
3) przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu;
4) na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zwrotu pomocy publicznej, wynikający z decyzji Komisji Europejskiej uznającej taką pomoc za niezgodną z prawem oraz z rynkiem wewnętrznym.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

4. Do deklaracji, o której mowa w ust. 1, wytwórca biometanu dołącza:

1) oryginał lub poświadczoną kopię prawomocnego pozwolenia na budowę wydanego dla projektowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów prawa budowlanego;
2) oryginał lub poświadczoną kopię warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu do sieci gazowej;
3) oświadczenie, że wchodzące w skład instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu urządzenia służące do wytwarzania biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1, zamontowane w czasie budowy, zostały wyprodukowane w okresie 48 miesięcy bezpośrednio poprzedzających dzień wytworzenia po raz pierwszy biometanu w tej instalacji, a same urządzenia nie były wcześniej amortyzowane w rozumieniu przepisów o rachunkowości przez jakikolwiek podmiot;
4) zobowiązanie do wytworzenia po raz pierwszy biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu w terminie 48 miesięcy od dnia wydania zaświadczenia, o którym mowa w ust. 8;
5) harmonogram rzeczowo-finansowy realizacji instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu;
6) oryginał lub poświadczoną kopię schematu instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu ze wskazaniem urządzeń służących do

wytwarzania biometanu oraz urządzeń służących do wprowadzania biometanu do sieci gazowej, wchodzących w skład tej instalacji, z oznaczeniem lokalizacji urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych oraz miejsca przyłączenia tej instalacji do sieci gazowej, naniesionych na mapę poglądową uwzględniającą numery ewidencyjne działek i obrębów.

5. Okres ważności dokumentów, o których mowa w ust. 4 pkt 1 i 2, w dniu ich złożenia nie może być krótszy niż 6 miesięcy.

6. Wytwórca, o którym mowa w art. 83l ust. 1, wraz ze złożeniem deklaracji, o której mowa w ust. 1, wnosi opłatę rezerwacyjną na odrębny rachunek bankowy wskazany przez Prezesa URE lub ustanawia gwarancję bankową. Wysokość opłaty rezerwacyjnej i gwarancji bankowej wynosi 12 złotych za każdy 1 kW mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu.

7. Opłata rezerwacyjna, o której mowa w ust. 6, podlega zwrotowi w terminie:

1) 60 dni od dnia realizacji obowiązku, o którym mowa w ust. 11, albo

2) 30 dni od dnia wydania postanowienia, o którym mowa w ust. 13.

8. Prezes URE wydaje wytwórcy biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1, zaświadczenie o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej zgodnie z przepisami ust. 1, art. 83l oraz art. 83n–83s oraz w okresie, o którym mowa w art. 83p, w terminie 45 dni od dnia złożenia kompletnej deklaracji, o której mowa w ust. 1.

9. Prezes URE przekazuje informacje zawierające dane o wytwórcy biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w ust. 8, operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106.

10. Wytwórca biometanu, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w ust. 8, może zmienić deklarację, o której mowa w ust. 1, w zakresie mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, o której mowa w ust. 3 pkt 4, oraz ilości biometanu, o której mowa w ust. 3 pkt 2. W takim przypadku do zmienionej deklaracji wytwórca załącza dokumenty i oświadczenie, o których mowa w ust. 4, o ile zawarte w nich dane uległy zmianie.

11. Wytwórca biometanu, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w ust. 8, przekazuje Prezesowi URE informację o dniu wytworzenia oraz wprowadzenia biometanu do sieci gazowej, potwierdzoną przez operatora sieci przesyłowej gazowej lub operatora sieci dystrybucyjnej gazowej, i jego sprzedaży zgodnie z ust. 1, art. 83l oraz art. 83n–83s, w terminie 30 dni od dnia tej sprzedaży po raz pierwszy.

12. W przypadku niewypełnienia przez wytwórcę biometanu zobowiązania, o którym mowa w ust. 4 pkt 4, zabezpieczenie ustanowione zgodnie z ust. 6 podlega przepadkowi na rzecz Prezesa URE, przy zachowaniu prawa, o którym mowa w art. 83p.

13. Prezes URE odmawia, w drodze postanowienia, wydania zaświadczenia, o którym mowa w ust. 8, w przypadku:

1) złożenia deklaracji, o której mowa w ust. 1, niespełniającej warunków, o których mowa w ust. 2–5, lub
2) niewniesienia opłaty rezerwacyjnej, o której mowa w ust. 6, lub
3) przekroczenia maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu określonej w przepisach wydanych na podstawie art. 83r ust. 2.

14. Na postanowienie, o którym mowa w ust. 13, służy zażalenie. Zażalenie wnosi się do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów, w terminie 7 dni od dnia doręczenia postanowienia. Postępowanie w sprawie zażalenia na postanowienie Prezesa URE toczy się według przepisów ustawy – Kodeks postępowania cywilnego o postępowaniu w sprawach z zakresu regulacji energetyki.

15. W przypadku, o którym mowa w ust. 10, przepisy ust. 1–9 i 11–14 stosuje się odpowiednio.

Art. 83n. 1. Stała cena zakupu biometanu jest równa cenie referencyjnej biometanu obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 83m ust. 1, przy czym jest obliczana zgodnie z 83q ust. 5, z uwzględnieniem art. 83q ust. 6.

2. Prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, przysługuje wytwórcom biometanu, którzy uzyskali zaświadczenie, o którym mowa w art. 83m ust. 8, w okresie wskazanym w tym zaświadczeniu.

3. Stała cena zakupu biometanu podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego określonym w komunikacie Prezesa GUS, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”.

Art. 83o. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, cenę referencyjną biometanu w złotych za 1 MWh, oddzielnie dla instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z biogazu oraz biometanu z biogazu rolniczego, biorąc pod uwagę:

1) istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu;

2) nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu tej instalacji i jej budowy wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną;
3) założenia dotyczące technicznych warunków pracy instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w tym sprawności wytwarzania biometanu, współczynniki zużycia biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu na pokrycie potrzeb własnych oraz na pokrycie strat powstających przed wprowadzeniem biometanu do sieci gazowej;
4) koszty operacyjne oraz dodatkowe nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w którym ta instalacja podlega wsparciu;
5) przewidywane kształtowanie się cen biomasy, energii elektrycznej lub innych paliw;
6) koszty kapitału własnego wytwórcy biometanu;
7) wpływ instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;
8) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania biometanu w tworzeniu nowych miejsc pracy.

Art. 83p. Prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, powstaje od pierwszego dnia sprzedaży biometanu objętego systemem wsparcia, o którym mowa w niniejszym rozdziale, i trwa przez okres kolejnych 20 lat, nie dłużej niż do dnia 30 czerwca 2048 r.

Art. 83q. 1. Pomoc inwestycyjna przeznaczona na realizację inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, o której mowa w art. 83l ust. 1, pomniejsza stałą cenę zakupu biometanu, o której mowa w art. 83n, obowiązującą w dniu złożenia deklaracji, o której mowa w art. 83m ust. 1.

2. Wartość pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, jest wyrażana w kwocie pieniężnej, po przeliczeniu jej w sposób pozwalający na ustalenie kwoty, jaką otrzymałby beneficjent pomocy, gdyby została ona udzielona w formie dotacji, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej.

3. Wartość pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, oblicza się na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 83m ust. 1, według następującego wzoru:

$$PI_C = \sum_{i=u}^{j} \left(PI_i * \prod_{i}^{j} (1 + r_i) \right),$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Pl_C – sumę zwaloryzowanej wartości pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, wyrażoną w złotych,

Pl_i – wartość pomocy inwestycyjnej udzielonej w roku „i", wyrażoną w złotych,

j – rok kalendarzowy, w którym wytwórca biometanu złożył deklarację, o której mowa w art. 83m ust. 1,

i – kolejne lata kalendarzowe liczone od roku kalendarzowego „u" do roku kalendarzowego „j",

u – rok kalendarzowy, w którym po raz pierwszy udzielono pomocy inwestycyjnej na realizację inwestycji w zakresie danej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, o której mowa w art. 83l ust. 1, oznaczonej symbolem PI_i,

r_i – stopę referencyjną wyrażoną w ułamku dziesiętnym, będącą spadkiem lub wzrostem średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w roku „i" określonym w komunikacie Prezesa GUS, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski", przy czym wartość r_i dla roku kalendarzowego „j" wynosi 0; w przypadku gdy do dnia złożenia deklaracji, o której mowa w art. 83m ust. 1, stopa referencyjna w roku „i" nie została opublikowana, należy przyjąć spadek lub wzrost wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych z listopada roku „i" w ujęciu rok do roku.

4. Wytwórca biometanu, o którym mowa w art. 83m ust. 1, dokonuje obliczenia ceny skorygowanej według następującego wzoru:

$$C_S = C_O - \frac{PI_C}{I},$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C_S – skorygowaną cenę zakupu biometanu, wyrażoną w zł/MWh; w przypadku nieudzielenia pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, wartość C_s jest równa wartości C_o,

C_O – cenę, o której mowa w art. 83n, wyrażoną w zł/MWh, obowiązującą w dniu złożenia deklaracji, o której mowa w art. 83m ust. 1,

PI_C – sumę zwaloryzowanej wartości pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, wyrażoną w złotych, obliczoną zgodnie z ust. 3,

I – ilość biometanu, o której mowa w art. 83m ust. 3 pkt 2, powiększoną o ilość biometanu planowanego do wytworzenia w okresie od planowanego dnia uzyskania przez wytwórcę biometanu zaświadczenia, o którym mowa w art. 83m ust. 8, do dnia rozpoczęcia sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej określonej przez wytwórcę biometanu w deklaracji, o której mowa w art. 83m ust. 1 wyrażoną w MWh.

5. W ramach składanego przez wytwórcę biometanu oświadczenia, o którym mowa w art. 83m ust. 3 pkt 6, wytwórca ten przekazuje informacje o wielkości udzielonej pomocy publicznej przeliczonej i obliczonej zgodnie z ust. 2 i 3 oraz cenie skorygowanej obliczonej zgodnie z ust. 4.

6. W przypadku gdy po dniu złożenia oświadczenia, o którym mowa w art. 83m ust. 3 pkt 6, wytwórcy biometanu, o którym mowa w art. 83m ust. 1, zostanie udzielona pomoc inwestycyjna, o której mowa w ust. 1, lub wzrośnie wartość tej pomocy, wytwórca ten jest obowiązany do przekazania Prezesowi URE, najpóźniej w dziesiątym dniu miesiąca następującego po upływie miesiąca, w którym nastąpiło udzielenie pomocy inwestycyjnej, oświadczenia zawierającego wartość tej pomocy przeliczoną zgodnie z ust. 2, datę jej udzielenia, wskazanie podmiotu udzielającego pomocy inwestycyjnej oraz cenę skorygowaną. Cenę skorygowaną oblicza się według następującego wzoru:

$$C_{sn} = C_s - \frac{PI}{I_p},$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C_{sn} – nową cenę skorygowaną, wyrażoną w zł/MWh, która staje się ceną skorygowaną (C_s) obowiązującą od miesiąca następującego po miesiącu złożenia oświadczenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym, stanowiącą cenę zakupu biometanu, o której mowa w art. 83n ust. 1,

C_S – cenę skorygowaną, wyrażoną w zł/MWh, obowiązującą do końca miesiąca, w którym złożono oświadczenie, o którym mowa w zdaniu pierwszym, lub w którym wytwórca biometanu był obowiązany do jego złożenia, stanowiącą cenę zakupu biometanu, o której mowa w art. 83n ust. 1,

PI – wysokość udzielonej pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, lub wzrost jej wartości, wyrażone w złotych, udzielonej po dniu złożenia

oświadczenia, o którym mowa w art. 83m ust. 3 pkt 6, obliczone zgodnie z ust. 2,

I_p – ilość biometanu, wyrażoną w MWh, o której mowa w art. 83m ust. 3 pkt 2, pomniejszoną o ilość biometanu wytworzonego oraz wprowadzonego do sieci gazowej i sprzedanego zgodnie z art. 83l–83s, do końca miesiąca poprzedzającego miesiąc, w którym udzielono pomocy inwestycyjnej, o której mowa w objaśnieniu symbolu PI.

7. O wysokości ceny skorygowanej, o której mowa w ust. 6, wytwórca biometanu powiadamia operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie wskazanym w ust. 6.

8. Wytwórca biometanu, o którym mowa w art. 83m ust. 1, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 83m ust. 8, jest obowiązany do przekazywania Prezesowi URE, w całym okresie wsparcia, w terminie 30 dni od zakończenia roku kalendarzowego, oświadczenia o nieudzieleniu pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, w poprzednim roku kalendarzowym, albo oświadczenia o wartości tej pomocy, przeliczonej zgodnie z ust. 2, zawierającego datę jej udzielenia oraz wskazanie podmiotu udzielającego pomocy.

9. Zmiana wartości udzielonej pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, która została uwzględniona przy obliczaniu ceny skorygowanej, o której mowa w ust. 4 i 6, polegająca na obniżeniu wartości tej pomocy, nie powoduje zmiany wartości tej ceny.

Art. 83r. 1. Maksymalna moc zainstalowana instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, o których mowa w art. 83l ust. 1, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 83m ust. 8, może zostać ograniczona przez wskazanie wartości maksymalnej tej mocy, w przypadku osiągnięcia mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu na poziomie umożliwiającym realizację celu wynikającego z umów międzynarodowych.

2. Rada Ministrów może określić, w drodze rozporządzenia, w terminie do dnia 31 października danego roku kalendarzowego, maksymalną moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, o której mowa w ust. 1, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 83m ust. 8, biorąc pod uwagę:

1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu gazowego;
2) potrzebę ochrony środowiska naturalnego;

3) cele gospodarcze i społeczne.

Art. 83s. Biometanu, który uzyskał wsparcie, o którym mowa w art. 83l ust. 1, nie uwzględnia się do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.”;

84) po art. 83s dodaje się oznaczenie i tytuł rozdziału w brzmieniu:

„Rozdział 4b

Kontrole, bilansowanie handlowe i opłata OZE”;

85) w art. 84 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Prezes URE ma prawo do przeprowadzenia kontroli zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń, o których mowa w art. 39 ust. 7 i 9, art. 39a ust. 7 i 9, art. 70b ust. 3 pkt 6, ust. 4 pkt 3 i ust. 11b z wyłączeniem opinii Polskiego Centrum Akredytacji, art. 70h ust. 3 pkt 6, art. 71 ust. 3, art. 72a ust. 2, art. 75 ust. 4 pkt 4, art. 79 ust. 3 pkt 2, 3, 5–7 i 9, art. 83 ust. 1 pkt 4 z wyłączeniem opinii Polskiego Centrum Akredytacji, art. 83h ust. 3 pkt 6 i 7, art. 83m ust. 3 pkt 6 i art. 83q ust. 6 i 8, a także prawidłowości ceny skorygowanej, o której mowa w art. 39 ust. 5 i 7, art. 39a ust. 5 i 7 oraz art. 83q ust. 4 i 6.”;

86) w art. 86 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) wstępu na teren nieruchomości, obiektów, lokali lub ich części, należących do wytwórcy:

a) energii elektrycznej wytwarzanej w instalacji odnawialnego źródła energii, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8 albo w art. 70h ust. 5, albo wygrał aukcję, o której mowa w art. 72 ust. 1, albo aukcję na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1,

b) biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1;”;

87) art. 87 otrzymuje brzmienie:

„Art. 87. Z przeprowadzonej kontroli sporządza się protokół zawierający ocenę zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń, o których mowa w art. 39 ust. 7 i 9, art. 39a ust. 7 i 9, art. 70b ust. 3 pkt 6, ust. 4 pkt 3 i ust. 11b, art. 70h ust. 3 pkt 6, art. 71 ust. 3, art. 72a ust. 2, art. 75 ust. 4 pkt 4, art. 79 ust. 3 pkt 2, 3, 5–7 i 9, art. 83 ust. 1 pkt 4, art. 83h ust. 3 pkt 6 i 7, art. 83m ust. 3 pkt 6 i art. 83q ust. 6 i 8, a także prawidłowości ceny skorygowanej, o której mowa w art. 39 ust. 5 i 7, art. 39a ust. 5 i 7 oraz art. 83q ust. 4 i 6. Termin do złożenia zastrzeżeń nie może być krótszy niż 7 dni od dnia doręczenia protokołu.”;

88) w art. 88:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. W przypadku stwierdzenia w wyniku kontroli niezgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń, o których mowa w art. 39 ust. 7 i 9, art. 39a ust. 7 i 9, art. 70b ust. 3 pkt 6, ust. 4 pkt 3 i ust. 11b, art. 70h ust. 3 pkt 6, art. 71 ust. 3, art. 72a ust. 2, art. 75 ust. 4 pkt 4, art. 79 ust. 3 pkt 2, 3, 5–7 i 9, art. 83 ust. 1 pkt 4, art. 83h ust. 3 pkt 6 i 7, art. 83m ust. 3 pkt 6 i art. 83q ust. 6 i 8, Prezes URE, w terminie 30 dni od dnia zakończenia kontroli, wydaje odpowiednio postanowienie o braku możliwości zakwalifikowania kwestionowanej ilości energii elektrycznej lub biometanu jako wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii lub decyzję o obowiązku zwrotu operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, uzyskanej pomocy, określając kwotę wsparcia wraz z odsetkami, która podlega zwrotowi do tego operatora w terminie miesiąca od dnia otrzymania decyzji.”,

b) w ust. 2 po wyrazach „art. 79 ust. 3 pkt 9,” dodaje się wyrazy „art. 83m ust. 3 pkt 6 oraz art. 83q ust. 6 i 8,”;

89) w art. 91 po wyrazach „wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii” dodaje się wyrazy „lub biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu z biogazu”;

90) w art. 92:

a) po ust. 1 dodaje się ust. 1a i 1b w brzmieniu:

„1a. Wytwórca, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, może dokonać sprzedaży energii elektrycznej objętej ofertą, o której mowa w art. 79, wybranemu podmiotowi, którym może być także sprzedawca zobowiązany, pod warunkiem że dokonuje zakupu energii elektrycznej na zasadach innych niż określone w art. 82 ust. 1.

1b. Sprzedawca zobowiązany dokonuje zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, spełniającej warunek, o którym mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b, po cenie, o której mowa w art. 41 ust. 8, od pierwszego dnia sprzedaży energii po zakończeniu modernizacji do ostatniego dnia miesiąca, w którym ten sprzedawca otrzymał od wytwórcy opinię, o której mowa w art. 70b ust. 11b pkt 3 albo art. 83 ust. 1 pkt 4 lit. c, z wyłączeniem zakupu energii elektrycznej od wytwórców, o których mowa w ust. 1a i w art. 70b ust. 9 pkt 2.”,

b) w ust. 5 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej zgodnie z art. 73 ust. 2 w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, który korzysta z możliwości sprzedaży wytwarzanej energii elektrycznej do wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a, wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej zgodnie z art. 73 ust. 2 w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, a także wytwórcy, o którym mowa w art. 70b ust. 9 pkt 2, który:”,

c) po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu:

„5a. Prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, przysługuje również wytwórcy biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1, który uzyskał zaświadczenie Prezesa URE, o którym mowa w art. 83m ust. 8, nie później niż w terminie do dnia 30 czerwca 2024 r.”,

d) w ust. 6 pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) 31 grudnia 2045 r. – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 72 ust. 1 pkt 3.”,

e) ust. 10 otrzymuje brzmienie:

„10. Cena sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, podana w ofertach uczestników aukcji, których oferty wygrały aukcję, a także cena skorygowana, o której mowa w art. 39 ust. 5 i 7, art. 39a ust. 5 i 7 oraz art. 83q ust. 4 i 6, cena zakupu obliczona zgodnie z art. 39a ust. 5 z uwzględnieniem art. 39a ust. 7, cena stanowiąca podstawę do obliczenia ujemnego salda dla wytwórcy, o którym mowa w art. 70c ust. 6, i wytwórcy, o którym mowa w art. 83n ust. 2, oraz cena zakupu obliczona zgodnie z art. 83q ust. 4 z uwzględnieniem art. 83q ust. 6 podlegają corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa GUS, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”.”,

f) w ust. 11 w:

– pkt 1 po wyrazach „z wyjątkiem wytwórcy wymienionego” dodaje się wyrazy „w ust. 1a oraz”,

– pkt 2 po wyrazach „o którym mowa w art. 70b ust. 9 pkt 2” dodaje się wyrazy „lub w art. 70g, lub w art. 83b ust. 1 oraz wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej

mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, który korzysta z możliwości sprzedaży wytwarzanej energii elektrycznej do wybranego podmiotu, o którym mowa w ust. 1a”,

g) po ust. 11 dodaje się ust. 11^1 w brzmieniu:

„11^1. Ilość biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii i wprowadzonego do sieci, wyrażona w kWh, do rozliczenia której z operatorem rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, jest obowiązany wytwórca biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1, ustala się na podstawie udostępnianych przez operatora systemu gazowego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, rzeczywistych wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych w ujęciu dobowym w danym miesiącu. Prawo dostępu do tych danych otrzymuje także operator rozliczeń energii odnawialnej w celu weryfikacji wniosków, o których mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3.”,

h) ust. 11a otrzymuje brzmienie:

„11a. Operator systemu elektroenergetycznego lub operator systemu gazowego, na których obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, przekazują operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie 10 dni po zakończeniu miesiąca, dane w ujęciu dobowym dotyczące odpowiednio ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii lub ilości biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, określone na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Dane dotyczące energii elektrycznej są przekazywane także sprzedawcy zobowiązanemu.”,

i) po ust. 14 dodaje się ust. 14a w brzmieniu:

„14a. W przypadku gdy wynik obliczenia, o którym mowa w ust. 14, będzie ujemny w danej dobie lub w danych okresach rozliczeniowych, rozlicza się go w kolejnych dobach lub okresach rozliczeniowych, aż do całkowitego zbilansowania z wynikiem dodatnim.”;

91) w art. 93:

a) w ust. 1:

– po pkt 3 dodaje się pkt 3a w brzmieniu:

„3a) obliczenia, w przypadku wytwórców energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b,

różnicy między wartością energii elektrycznej zakupionej na podstawie art. 92 ust. 1b a wartością zakupu tej energii elektrycznej wynikającej z realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 40 ust. 1, od pierwszego dnia wytworzenia i sprzedaży energii elektrycznej po zakończeniu modernizacji tej instalacji do ostatniego dnia miesiąca, w którym otrzymał od wytwórcy opinię, o której mowa w art. 70b ust. 11b pkt 3 albo art. 83 ust. 1 pkt 4 lit. c, i uwzględnienia tej różnicy w kolejnym rozliczeniu z wytwórcą;”,

– w pkt 4 po wyrazach „wykazanej w sprawozdaniu” dodaje się wyrazy „ , z uwzględnieniem art. 74 ust. 2d, w przypadku instalacji, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b”,

– po pkt 4 dodaje się pkt 4a w brzmieniu:

„4a) przekazania, w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b, operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, pierwszego sprawozdania oraz pierwszego wniosku, o których mowa w pkt 4, za okres od pierwszego dnia wytworzenia i sprzedaży energii elektrycznej po zakończeniu modernizacji tej instalacji do ostatniego dnia miesiąca objętego sprawozdaniem i wnioskiem, w terminie 15 dni od zakończenia miesiąca, w którym ten sprzedawca otrzymał od wytwórcy opinię, o której mowa w art. 70b ust. 11b pkt 3 albo art. 83 ust. 1 pkt 4 lit. c;”,

b) ust. 2 i 3 otrzymują brzmienie:

„2. Wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, który korzysta z możliwości sprzedaży wytwarzanej energii wybranemu podmiotowi, o którym mowa w art. 92 ust. 1a, wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, w celu sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 77 ust. 3, wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70a ust. 2, art. 70b ust. 9 pkt 2, art. 70g i art. 83b ust. 1, w celu sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie określonym odpowiednio w art. 70f, art. 70j ust. 3 i w art. 83e ust. 2, oraz

wytwórca biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1, w celu sprzedaży biometanu wybranemu podmiotowi w okresie określonym w art. 83p, są obowiązani do:

1) prowadzenia dokumentacji, obejmującej wszystkie następujące po sobie doby, dotyczącej ilości, wyrażonej w kWh, odpowiednio:
   a) energii elektrycznej objętej ofertą, o której mowa w art. 79 i w art. 83h, oraz podlegającej sprzedaży, o której mowa w art. 70a ust. 2, art. 70b ust. 9 pkt 2 i art. 70g, albo
   b) biometanu podlegającego sprzedaży, o której mowa w art. 83l ust. 1

   – wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, sprzedanych w danym miesiącu, oraz ich cen, wyrażonych w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, z uwzględnieniem wskazania daty pierwszego wprowadzenia tej energii elektrycznej albo tego biometanu do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej;
2) obliczenia wartości:
   a) energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii sprzedanej w danym miesiącu, jako iloczyn ilości energii elektrycznej, o której mowa w pkt 1 lit. a, i średniej dziennej ceny energii elektrycznej, stanowiącej średnią arytmetyczną obliczoną ze średnich ważonych wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych cen energii elektrycznej we wszystkich godzinach dnia dostawy tej energii, zawartych na rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą energii elektrycznej w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji sesyjnych giełdowych,
   b) biometanu wytworzonego z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu sprzedanego w danym miesiącu, jako iloczyn ilości biometanu, o której mowa w pkt 1 lit. b, i średniej dziennej ceny gazu ziemnego, stanowiącej średnią arytmetyczną obliczoną ze średnich ważonych wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych cen gazu ziemnego we wszystkich godzinach dnia dostawy tego gazu, zawartych na rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą tego gazu w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji sesyjnych giełdowych

   – niezawierającej kwot podatku od towarów i usług, wyrażonej w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, obliczanej i publikowanej przez

podmiot, o którym mowa w art. 64 ust. 1 pkt 1, zgodnie z przyjętymi przez ten podmiot zasadami;

3) przekazywania operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie 15 dni po zakończeniu miesiąca, sprawozdania miesięcznego zawierającego informacje, o których mowa w pkt 1 i 2, oraz wniosku o pokrycie ujemnego salda, obliczonego na podstawie różnicy między wartością sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt 1 lit. a, obliczoną zgodnie z pkt 2, a wartością tej energii elektrycznej albo wartością sprzedaży biometanu, o której mowa w pkt 1 lit. b, obliczoną zgodnie z pkt 2, a wartością tego biometanu, ustalonymi na podstawie:
   a) ceny zawartej w ofercie, o której mowa w art. 79, która wygrała aukcję, skorygowanej zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10, oraz z uwzględnieniem ust. 4 i 6 albo
   b) ceny zawartej w ofercie, o której mowa w art. 79, która wygrała aukcję, z uwzględnieniem art. 74 ust. 2d, skorygowanej zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10, oraz z uwzględnieniem ust. 4 i 6, albo
   c) ceny zawartej w ofercie, o której mowa w art. 83h, która wygrała aukcję na wsparcie operacyjne, z uwzględnieniem ust. 4 i 6, albo
   d) stałej ceny zakupu obliczonej zgodnie z art. 39a ust. 5, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7, albo
   e) stałej ceny zakupu obliczonej zgodnie z art. 39a ust. 5, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7 i art. 74 ust. 2d, albo
   f) stałej ceny zakupu, o której mowa w art. 70j, albo
   g) stałej ceny zakupu biometanu obliczonej zgodnie z art. 83q ust. 4, z uwzględnieniem art. 83q ust. 6;
4) odjęcia zakwestionowanej ilości odpowiednio energii elektrycznej albo biometanu zawartych w sprawozdaniu, o którym mowa w pkt 3, w kolejnym okresie sprawozdawczym – w przypadku wydania postanowienia, o którym mowa w art. 88 ust. 1; zakwestionowana ilość energii elektrycznej albo ilość biometanu nie stanowi podstawy do wyliczenia ujemnego salda, o którym mowa w pkt 3;

5) przekazania, w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b, operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, pierwszego sprawozdania oraz pierwszego wniosku, o których mowa w pkt 3, obejmujących okres od pierwszego dnia wytworzenia i sprzedaży energii elektrycznej po zakończeniu modernizacji tej instalacji do ostatniego dnia miesiąca objętego sprawozdaniem i wnioskiem, w terminie 15 dni od zakończenia miesiąca, w którym wytwórca przekazał Prezesowi URE opinię, o której mowa w art. 70b ust. 11b pkt 3 albo art. 83 ust. 1 pkt 4 lit. c.

3. Podmiot, o którym mowa w art. 64 ust. 1 pkt 1, publikuje średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej oraz gazu ziemnego z prowadzonego przez siebie rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą energii elektrycznej lub gazu ziemnego w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji giełdowych sesyjnych – dla każdej godziny dostawy energii elektrycznej i dla każdej godziny dostawy gazu ziemnego. Średnie ważone, o których mowa w zdaniu pierwszym, są publikowane na stronie internetowej podmiotu, o którym mowa w art. 64 ust. 1 pkt 1.”,

c) po ust. 4 dodaje się ust. 4a w brzmieniu:

„4a. Od ilości biometanu, o której mowa w ust. 2 pkt 1 lit. b, odejmuje się ilość biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii w godzinach dostawy, o których mowa w ust. 3, dla których średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny gazu ziemnego z rynku, o którym mowa w ust. 3, były niższe niż 0 złotych za 1 MWh.”,

d) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Przepisy ust. 4 i 4a stosuje się, jeżeli ceny, o których mowa w ust. 3, były niższe niż 0 złotych za 1 MWh przez co najmniej sześć kolejnych godzin dostawy odpowiednio energii elektrycznej lub gazu ziemnego, o których mowa w ust. 3.”,

e) po ust. 6 dodaje się ust. 6a w brzmieniu:

„6a. W celu określenia ilości biometanu wytworzonego w godzinach dostawy, o których mowa w ust. 3, dla których średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny gazu ziemnego z rynku, o którym mowa w ust. 3, były niższe niż 0 złotych za 1 MWh przez co najmniej sześć kolejnych godzin dostawy biometanu, o której mowa w ust. 4a, w instalacji odnawialnego źródła energii, która jest opomiarowana w sposób uniemożliwiający ustalenie ilości wytworzonego biometanu w przedziałach godzinowych, dla określenia ilości wytworzonego

biometanu przyjmuje się ilość biometanu, jaka mogłaby zostać wytworzona w tej instalacji w godzinach, o których mowa w ust. 4a, przy założeniu, że instalacja ta pracowała w tym czasie z pełną wydajnością.”,

f) ust. 9 otrzymuje brzmienie:

„9. Operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, po weryfikacji wniosku dokonanej na podstawie sprawozdania przekazanego przez:

1) sprzedawcę zobowiązanego lub
2) wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, który korzysta z możliwości sprzedaży wytwarzanej energii do wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a, lub
3) wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, lub
4) wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70a ust. 2, art. 70b ust. 9 pkt 2, art. 70g lub art. 83b ust. 1, lub
5) wytwórcę biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1

– w terminie 30 dni od dnia otrzymania wniosku wypłaca temu sprzedawcy zobowiązanemu lub wytwórcy, na wskazany przez niego we wniosku rachunek bankowy, kwotę przeznaczoną na pokrycie ujemnego salda zgodnie z ust. 1 pkt 4 lub ust. 2 pkt 3.”,

g) ust. 12 otrzymuje brzmienie:

„12. Dodatnie saldo obliczone zgodnie z ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3, które z uwzględnieniem ust. 11 nie zostało całkowicie rozliczone do końca danego okresu każdych pełnych trzech lat kalendarzowych, o których mowa w art. 83 ust. 2, oraz dodatnie saldo pozostałe na koniec okresu określonego zgodnie z art. 77 ust. 1–3 lub w okresie określonym w art. 70f ust. 1, 3 lub 4, art. 70j ust. 3, art. 77 ust. 2a, art. 83e ust. 2 lub w art. 83p, jest zwracane w terminie 6 miesięcy od dnia zakończenia danego okresu, operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, przez:

1) sprzedawcę zobowiązanego albo
2) wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej

elektrycznej mniejszej niż 500 kW, który korzysta z możliwości sprzedaży wytwarzanej energii do wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a, albo

3) wytwórcę energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, albo

4) wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70a ust. 2, art. 70b ust. 9 pkt 2, art. 70g lub art. 83b ust. 1, albo

5) wytwórcę biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1.”,

h) po ust. 13 dodaje się ust. 13a w brzmieniu:

„13a. Ilość biometanu wytworzonego w ciągu doby przewyższająca ilość biometanu, jaka mogłaby zostać wytworzona w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu przy założeniu, że instalacja ta pracowała w tym czasie z mocą przewyższającą moc zainstalowaną tej instalacji, nie stanowi podstawy do wyliczenia ujemnego salda zgodnie z ust. 2 pkt 3.”;

92) w art. 93a:

a) w ust. 1 dwukrotnie po wyrazach „o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a” dodaje się wyrazy „albo w art. 83g ust. 3 pkt 2, 4, 6, 8, 11, 13, 15, 17 lub 19”,

b) w ust. 2 po wyrazach „o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a” dodaje się wyrazy „albo w art. 83g ust. 3 pkt 2, 4, 6, 8, 11, 13, 15, 17 lub 19”,

c) w ust. 3 po wyrazach „o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9 lub 10” dodaje się wyrazy „albo w art. 83g ust. 3 pkt 1, 3, 5, 7, 10, 12, 14, 16 lub 18”,

d) w ust. 4:

– w objaśnieniu symbolu Csko po wyrazach „o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a” dodaje się wyrazy „albo w art. 83g ust. 3 pkt 2, 4, 6, 8, 11, 13, 15, 17 lub 19”,

– objaśnienie symbolu Csbk otrzymuje brzmienie:

„Csbk – skorygowaną cenę zakupu energii elektrycznej, obliczoną na potrzeby ustalenia nienależnie wypłaconej pomocy publicznej, w przypadku gdy dana instalacja stanowiłaby instalację wykorzystującą wyłącznie biogaz lub biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej, o której mowa odpowiednio w

art. 77 ust. 5 pkt 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9 lub 10 albo w art. 83g ust. 3 pkt 1, 3, 5, 7, 10, 12, 14, 16 lub 18; w przypadku instalacji wytwórcy korzystającego z aukcyjnego systemu wsparcia Csbk jest równa Csko pomniejszonej o różnicę właściwych cen referencyjnych, odpowiednio na dzień aukcji albo aukcji na wsparcie operacyjne, albo na dzień złożenia wniosku na podstawie art. 184c ust. 1.”;

93) w art. 94:

a) w ust. 1 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, biorąc pod uwagę informacje zawarte w otrzymanych w danym roku sprawozdaniach miesięcznych przekazywanych przez:

a) sprzedawców zobowiązanych,

b) wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, którzy korzystają z możliwości sprzedaży wytwarzanej energii do wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a,

c) wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW,

d) wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70b ust. 9 pkt 2, art. 70g oraz art. 83b ust. 1,

e) wytwórców biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1;”,

b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:

„1a. Operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, przekazuje Prezesowi URE informację o ilości energii elektrycznej sprzedanej w ramach systemu aukcyjnego przez poszczególnych wytwórców oraz w ramach aukcji na wsparcie operacyjne, w ramach systemu wsparcia, o którym mowa w art. 70a–70f, oraz systemu wsparcia, o którym mowa w art. 70g–70j, oraz o ilości biometanu sprzedanego w ramach systemu wsparcia, o którym mowa w art. 83l ust. 1, w terminie do dnia 30 kwietnia danego roku kalendarzowego, za rok poprzedni.”,

c) w ust. 2:

– po pkt 2 dodaje się pkt 2a w brzmieniu:

„2a) maksymalną ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, jaka może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w następnym roku kalendarzowym, określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 83c ust. 2;”,

– po pkt 4 dodaje się pkt 4a i 4b w brzmieniu:

„4a) maksymalną moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 70g, dla których w następnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenia, o których mowa w art. 70h ust. 5, o ile została ona określona w przepisach wydanych na podstawie art. 70i ust. 2;

4b) maksymalną ilość biometanu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, o których mowa w art. 83l ust. 1, dla których w następnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenia, o których mowa w art. 83m ust. 9, o ile została ona określona w przepisach wydanych na podstawie art. 83r ust. 2;”;

94) w art. 95 w ust. 1 wyrazy „oraz wydatków na pokrycie kosztów utrzymania, rozbudowy i modyfikacji internetowej platformy aukcyjnej, o których mowa w art. 78 ust. 7a” zastępuje się wyrazami „a także kosztów, o których mowa w art. 11 ust. 5, art. 38ac ust. 16, art. 78 ust. 7a i art. 125b”;

95) w art. 100:

a) w ust. 2 we wprowadzeniu do wyliczenia skreśla się wyrazy „oraz Prezesowi URE”,

b) ust. 2a otrzymuje brzmienie:

„2a. Płatnik opłaty OZE oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przekazuje Prezesowi URE półroczne informacje, o których mowa w ust. 2, w podziale na poszczególne miesiące, dotyczące podmiotów, od których pobiera opłatę OZE, w terminie do dnia:

1) 31 lipca – za okres od dnia 1 stycznia do dnia 30 czerwca danego roku;

2) 31 stycznia – za okres od dnia 1 lipca do dnia 31 grudnia roku poprzedniego.”;

96) w art. 116:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub chłodem lub wytwarzaniem ciepła lub chłodu i jego sprzedażą odbiorcom końcowym dokonuje zakupu oferowanego mu:

1) ciepła lub chłodu, wytworzonych w przyłączonych do tej sieci instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym w instalacjach termicznego przekształcania odpadów, z wyłączeniem instalacji spalania wielopaliwowego stosujących paliwa kopalne,

2) ciepła odpadowego w rozumieniu art. 3 pkt 20i ustawy – Prawo energetyczne

– w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa przyłączonych do tej sieci.”,

b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a i 1b w brzmieniu:

„1a. W przypadku gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej pompę ciepła, obowiązek zakupu dotyczy jedynie ciepła stanowiącego energię ze źródeł odnawialnych, za którą uznaje się energię aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną lub otoczenia, wychwycone przez pompy ciepła, w ilości obliczonej według wzoru:

$$ERES = Qusable * (1 - 1/SPF),$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

E_{RES} – ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, hydrotermalnej lub otoczenia, wychwyconych przez pompy ciepła, która stanowi energię ze źródeł odnawialnych,

Qusable – szacunkowe całkowite ciepło użytkowe wytworzone z pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, hydrotermalnej lub otoczenia, która stanowi energię ze źródeł odnawialnych,

SPF – szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, hydrotermalnej lub otoczenia, która stanowi energię ze źródeł odnawialnych.

1b. Do obliczenia ilości energii ze źródeł odnawialnych w przypadku, o którym mowa w ust. 1a, bierze się pod uwagę wyłącznie energię aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną lub otoczenia, wychwycone przez pompy ciepła spełniające

kryterium szacunkowego przeciętnego współczynnika wydajności sezonowej, obliczonego według wzoru:

$$SPF > 1{,}15 * 1/\eta,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

SPF – szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, hydrotermalnej lub otoczenia, która stanowi energię ze źródeł odnawialnych,

η – stosunek między całkowitą produkcją energii elektrycznej brutto i pierwotnym zużyciem energii dla produkcji energii elektrycznej, obliczany jako średnia dla całej Unii Europejskiej oparta na danych organu statystycznego Unii Europejskiej – Eurostatu.”,

c) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła na obszarze danego systemu ciepłowniczego jest obowiązane do wyrażenia zgody na przyłączenie instalacji, o której mowa w ust. 1, do sieci ciepłowniczej lub na zmianę warunków przyłączenia w celu przyłączenia takiej instalacji. Przyłączenie jest realizowane zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne.”,

d) po ust. 2 dodaje się ust. 2a i 2b w brzmieniu:

„2a. W przypadku niewyrażenia zgody na przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła informuje podmiot ubiegający się o przyłączenie o warunkach, które należy spełnić, aby umożliwić przyłączenie tej instalacji.

2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2, nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest elementem efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w rozumieniu art. 7b ust. 4 pkt 1 lub 2 ustawy – Prawo energetyczne.”,

e) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia:

1) warunki techniczne i szczegółowy zakres realizacji obowiązku, o którym mowa w ust. 1,

2) sposób ustalania rzeczywistej ilości ciepła i chłodu oraz ciepła odpadowego objętych obowiązkiem, o którym mowa w ust. 1,

3) zasady i sposób prowadzenia przez Prezesa URE kontroli warunków technicznych określonych w pkt 1,

4) sposób uwzględniania w kalkulacji cen ciepła ustalanych w taryfach przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w ust. 1, kosztów realizacji obowiązku zakupu ciepła, o którym mowa w ust. 1,

5) sposób załatwiania reklamacji w zakresie przyłączania do sieci ciepłowniczej

– biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa, bezpieczeństwo pracy sieci ciepłowniczych, potrzebę ochrony środowiska naturalnego, cele gospodarcze i społeczne, w tym ochronę interesów odbiorców ciepła lub chłodu, a także udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania ciepła lub chłodu z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy, jak również potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.”;

97) art. 118 otrzymuje brzmienie:

„Art. 118. Operator systemu przesyłowego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego gazowego, w obszarze swojego działania, na zasadach wynikających z zawartej umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji, świadczą usługę przesyłania lub dystrybucji biometanu spełniającego parametry jakościowe dla paliw gazowych wprowadzanych do sieci, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, wytwarzanego w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej do sieci danego operatora.”;

98) tytuł rozdziału 5 otrzymuje brzmienie:

„Rozdział 5

Gwarancje pochodzenia”;

99) w art. 120:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Gwarancja pochodzenia wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii:

1) energii elektrycznej,

2) biometanu,

3) ciepła albo chłodu,

4) wodoru odnawialnego,

5) biogazu,

6) biogazu rolniczego

– wyrażonych w MWh, zwana dalej „gwarancją pochodzenia”, wydawana w postaci elektronicznej, jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu, że określona w tym dokumencie ilość odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii i wprowadzona do sieci odpowiednio elektroenergetycznej, gazowej albo sieci ciepłowniczej lub chłodniczej, do której jest przyłączony co najmniej jeden odbiorca inny niż podmiot wytwarzający odpowiednio energię elektryczną, biometan, ciepło albo chłód, wodór odnawialny, biogaz albo biogaz rolniczy lub została wprowadzona w inne miejsce zgodnie z ust. 5.”,

b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Gwarancje pochodzenia są zbywalne. Zbycie gwarancji pochodzenia następuje niezależnie od obrotu prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia.”,

c) dodaje się ust. 4–10 w brzmieniu:

„4. Wydanie i zbycie gwarancji pochodzenia następuje niezależnie od korzystania z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii oraz nie stanowi pomocy publicznej.

5. W celu wydania gwarancji pochodzenia za wprowadzenie w inne miejsce niż sieć uznaje się, w przypadku:

1) energii elektrycznej – dostarczenie za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan;

2) wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego – miejsce wprowadzenia do środka transportu innego niż sieci gazowe;

3) biometanu – miejsce wprowadzenia do środka transportu innego niż sieci gazowe, a w przypadku braku konieczności transportowania biometanu – miejsce wprowadzenia do instalacji służącej do tankowania pojazdów silnikowych biometanem.

6. W celu wydania gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej dopuszcza się określenie ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci metodą proporcjonalną w stosunku do ilości energii elektrycznej wytworzonej z

odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii określonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych na zaciskach:

1) generatora;
2) ogniwa fotowoltaicznego;
3) ogniwa paliwowego, w którym następuje bezpośrednia przemiana energii chemicznej w energię elektryczną.

7. W przypadku gdy wytworzone z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii energia elektryczna, biometan, ciepło albo chłód, wodór odnawialny, biogaz lub biogaz rolniczy, dla których została wydana gwarancja pochodzenia, zostały poddane konwersji energetycznej, stanowiącej proces technologiczny skutkujący powstaniem pochodnych rodzajów lub nośników energii w postaci energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu lub biogazu rolniczego, zwanych dalej „rodzajami lub nośnikami pochodnymi”, wydanie gwarancji pochodzenia dla danego pochodnego rodzaju lub nośnika energii jest poprzedzone umorzeniem dotychczasowej gwarancji pochodzenia dla tego rodzaju lub nośnika energii, zwanego dalej „rodzajem lub nośnikiem pierwotnym energii”.

8. W przypadku gdy konwersji energetycznej, o której mowa w ust. 7, dokonuje się w instalacji odnawialnego źródła energii tego samego wytwórcy i gdy została wydana gwarancja pochodzenia dla rodzajów lub nośników pierwotnych energii, gwarancja ta nie może zostać przeniesiona i podlega niezwłocznemu umorzeniu.

9. Gwarancja pochodzenia wydana dla biometanu wprowadzonego do instalacji służącej do tankowania pojazdów silnikowych biometanem nie może zostać przeniesiona i podlega niezwłocznemu umorzeniu.

10. W celu wydania gwarancji pochodzenia dla ciepła albo chłodu dopuszcza się określenie ilości ciepła albo chłodu wprowadzonych do sieci metodą proporcjonalną w stosunku do ilości ciepła albo chłodu wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii określonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych na granicy bilansowej poszczególnych urządzeń wytwórczych wchodzących w skład danego źródła ciepła albo chłodu.”;

100) w art. 121:

a) ust. 1–3 otrzymują brzmienie:

„1. Gwarancje pochodzenia wydaje się na pisemny wniosek wytwórcy energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu lub biogazu rolniczego, wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem mikroinstalacji, zwany dalej „wnioskiem o wydanie gwarancji pochodzenia”.

2. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku:

1) energii elektrycznej:

a) wytworzonej i wprowadzonej do sieci – składa się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii,

b) w pozostałych przypadkach, w tym w przypadku połączenia instalacji odnawialnego źródła energii z linią bezpośrednią w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne, lub gdy energia elektryczna wytworzona w tej instalacji jest dostarczana bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan – składa się do jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji w zakresie potwierdzania danych oraz informacji zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, zwanej dalej „jednostką akredytowaną”,

2) biometanu – składa się do operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego, na których obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii i do których sieci został wprowadzony biometan, a w przypadku wytworzenia i transportu biometanu środkami transportu innymi niż sieci gazowe lub wykorzystania biometanu do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu – do jednostki akredytowanej,

3) biogazu lub biogazu rolniczego transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe – składa się do jednostki akredytowanej,

4) ciepła albo chłodu – składa się do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła albo chłodu, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii,

a w przypadku gdy wniosek dotyczy ciepła albo chłodu wytworzonych przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła albo chłodu – do jednostki akredytowanej,

5) wodoru odnawialnego – składa się do operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego, a w przypadku transportu środkami transportu innymi niż sieci gazowe – do jednostki akredytowanej

– w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytwarzania objętej tym wnioskiem ilości odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, biogazu lub biogazu rolniczego, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego.

3. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia zawiera:

1) oznaczenie wytwórcy odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego;
2) określenie lokalizacji, rodzaju oraz:
   a) łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii, w której została wytworzona energia elektryczna albo ciepło albo chłód, lub
   b) rocznej wydajności instalacji odnawialnego źródła energii, w której został wytworzony biometan, wodór odnawialny, biogaz albo biogaz rolniczy

   – a także wskazywanie wykorzystywanego w tych instalacjach rodzaju lub nośnika pierwotnego energii;
3) dane dotyczące ilości wprowadzonych do sieci lub wprowadzonych w innym miejscu odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, a w przypadku energii wytworzonej w procesie konwersji energetycznej, o którym mowa w art. 120 ust. 7, również potwierdzenie przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 pkt 1, umorzenia gwarancji pochodzenia wydanej dla rodzaju lub nośnika pierwotnego energii wykorzystanego w tym procesie;
4) określenie okresu, obejmującego jeden lub więcej następujących po sobie miesięcy kalendarzowych danego roku, w którym odpowiednio energia elektryczna, biometan, ciepło albo chłód, wodór odnawialny, biogaz albo biogaz rolniczy zostały wytworzone z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, ze wskazaniem daty rozpoczęcia i zakończenia ich wytwarzania, przy czym okres ten nie może być dłuższy niż 6 miesięcy;

5) wskazanie, czy instalacja odnawialnego źródła energii określona w tym wniosku korzystała z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii w instalacjach odnawialnego źródła energii;
6) wskazanie daty wytworzenia po raz pierwszy odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego z odnawialnych źródeł energii;
7) wskazanie rodzaju lub nośnika energii objętego tym wnioskiem oraz odnawialnego źródła energii, z których ta energia została wytworzona;
8) unikalny numer identyfikacyjny instalacji generowany przez internetową platformę aukcyjną, o której mowa w art. 78 ust. 6, o ile został nadany.”,

b) po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:

„3a. W przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, w której zostało wytworzone ciepło albo chłód, przez łączną moc zainstalowaną, o której mowa w ust. 3 pkt 2 lit. a, rozumie się łączną moc znamionową wszystkich urządzeń wytwórczych zainstalowanych w danej instalacji odnawialnego źródła energii, podawaną przez producenta na tabliczce znamionowej każdego urządzenia wytwórczego, a w przypadku braku tabliczki znamionowej – maksymalną trwałą moc osiągalną cieplną albo chłodniczą danej instalacji odnawialnego źródła energii wynikającą z dokumentacji techniczno-ruchowej każdego urządzenia wytwórczego zainstalowanego w tej instalacji.”,

c) w ust. 4 skreśla się wyrazy „oraz innych dokumentów potwierdzających wydanie gwarancji pochodzenia”,

d) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Weryfikacji danych, o których mowa w ust. 3 pkt 1–4, 6 i 7, zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku:

1) energii elektrycznej – dokonuje operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, a w przypadku korzystania z linii bezpośredniej w rozumieniu w art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne lub gdy energia elektryczna jest dostarczana bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan – jednostka akredytowana,
2) biometanu – dokonuje operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego, a w przypadku transportu środkami

transportu innymi niż sieci gazowe lub w przypadku wykorzystania do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu – jednostka akredytowana,

3) wodoru odnawialnego – dokonuje operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego, a w przypadku transportu środkami transportu innymi niż sieci gazowe – jednostka akredytowana,

4) biogazu albo biogazu rolniczego transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe – dokonuje jednostka akredytowana,

5) ciepła albo chłodu – dokonuje przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła albo chłodu, a w przypadku gdy ciepło albo chłód zostały wytworzone przez to przedsiębiorstwo – jednostka akredytowana

– i w terminie 30 dni od dnia jego otrzymania przekazuje ten wniosek Prezesowi URE, wraz z potwierdzeniem, ustalonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, ilości odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego wprowadzonych do sieci lub wprowadzonych w inne miejsce.”,

e) dodaje się ust. 7–11 w brzmieniu:

„7. Na potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości biometanu, w celu wydania gwarancji pochodzenia, przyjmuje się w przypadku biometanu:

1) wprowadzanego do sieci gazowej – ilość potwierdzoną przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego, do którego sieci został wprowadzony biometan;

2) wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe lub wykorzystywanego do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu – wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytworzonego biometanu, miejsce dokonywania pomiarów ilości oraz sposób przeliczania ilości wytworzonego biometanu na ilość energii wyrażoną w MWh, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 62.

8. Na potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości ciepła albo chłodu wytworzonych i wprowadzonych do sieci ciepłowniczej albo chłodniczej, w celu wydania gwarancji pochodzenia, przyjmuje się wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytworzonego ciepła albo chłodu w instalacjach odnawialnego

źródła energii, w tym sposób przeliczania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu na ilość energii wyrażoną w MWh, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 61.

9. Na potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości biogazu lub biogazu rolniczego wytworzonych w instalacji odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe, w celu wydania gwarancji pochodzenia, przyjmuje się wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu lub biogazu rolniczego, miejsca dokonywania pomiarów ilości biogazu lub biogazu rolniczego oraz sposób przeliczania tych ilości na ilość energii wyrażoną w MWh, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 62.

10. Na potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości wodoru odnawialnego wytworzonego z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii i transportowanego środkami transportu innego niż sieci gazowe, w celu wydania gwarancji pochodzenia, przyjmuje się wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego, miejsca dokonywania pomiarów ilości wodoru odnawialnego oraz sposób przeliczania ilości wodoru odnawialnego na ilość energii wyrażoną w MWh, weryfikowane przez jednostkę akredytowaną, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 62a.

11. Polskie Centrum Akredytacji:

1) we współpracy z ministrem właściwym do spraw klimatu opracowuje i publikuje szczegółowy program akredytacji jednostek akredytowanych oraz aktualizuje ten program w miarę potrzeb, uwzględniając w szczególności wnioski z jego bieżącej realizacji;
2) przekazuje Prezesowi URE informację o jednostkach akredytowanych, którym udzielono akredytacji, ograniczono zakres akredytacji, zawieszono albo cofnięto akredytację w terminie 14 dni odpowiednio od dnia jej udzielenia, ograniczenia, zawieszenia albo cofnięcia.”;

101) art. 122:

a) ust. 1–3 otrzymują brzmienie:

„1. W przypadku gdy wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia nie zawiera danych, o których mowa w art. 121 ust. 3, lub zawiera błędy, Prezes URE niezwłocznie wzywa wnioskodawcę odpowiednio do uzupełnienia wniosku lub usunięcia błędów w terminie 7 dni od dnia doręczenia wezwania. Nieuzupełnienie

braków lub nieusunięcie błędów we wniosku w wyznaczonym terminie skutkuje pozostawieniem wniosku bez rozpoznania.

2. Prezes URE wydaje gwarancję pochodzenia w terminie 30 dni od dnia przekazania kompletnego wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia przez operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu przesyłowego właściwego dla energii elektrycznej, biometanu, biogazu, biogazu rolniczego, wodoru odnawialnego lub przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła lub chłodu, lub przez jednostkę akredytowaną.

3. Gwarancja pochodzenia jest ważna przez okres 12 miesięcy od dnia zakończenia wytwarzania w instalacji odnawialnego źródła energii objętych wnioskiem o wydanie gwarancji pochodzenia odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, biogazu albo biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego i po tym okresie nie może zostać przeniesiona zgodnie z art. 124 ust. 7.”,

b) po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:

„3a. Gwarancja pochodzenia zostaje umorzona zgodnie z art. 124a ust. 2 w okresie 18 miesięcy od dnia zakończenia wytwarzania odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, biogazu albo biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego objętych wnioskiem o wydanie gwarancji pochodzenia.”,

c) ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. W przypadku gdy gwarancja pochodzenia nie zostanie umorzona przed upływem okresu określonego w ust. 3a, gwarancja pochodzenia wygasa i w rejestrze gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 124 ust. 1, zostaje oznaczona jako wygaszona.”,

d) ust. 7 otrzymuje brzmienie:

„7. Gwarancję pochodzenia wydaje się za wytworzoną energię z dokładnością do 1 MWh. W przypadku gdy rodzajem lub nośnikiem energii objętym gwarancją pochodzenia jest biometan, ciepło albo chłód, biogaz albo biogaz rolniczy lub wodór odnawialny, podlegają one przeliczeniu na energię zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie odpowiednio art. 61, art. 62 albo art. 62a.”,

e) ust. 9 otrzymuje brzmienie:

„9. Gwarancja pochodzenia po przekazaniu do rejestru gwarancji pochodzenia podlega rozdzieleniu w całości przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1, na gwarancje pochodzenia w postaci elektronicznej w ilości:

1) energii elektrycznej równej ilości MWh energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan, wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, wskazanej w gwarancji pochodzenia;
2) biometanu równej ilości MWh biometanu wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej, sieci przesyłowej gazowej lub transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe, lub wykorzystanego do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu, wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii, wskazanej w gwarancji pochodzenia;
3) wodoru odnawialnego równej ilości MWh wodoru odnawialnego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej, sieci przesyłowej gazowej lub transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe, wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii, wskazanej w gwarancji pochodzenia;
4) biogazu albo biogazu rolniczego równej ilości MWh biogazu albo biogazu rolniczego transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe, wskazanej w gwarancji pochodzenia;
5) ciepła albo chłodu równej ilości MWh ciepła albo chłodu wprowadzonych do sieci ciepłowniczej albo sieci chłodniczej wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, wskazanej w gwarancji pochodzenia.”,

f) ust. 11 i 12 otrzymują brzmienie:

„11. Przez gwarancję pochodzenia niewymagającą rozdzielenia rozumie się gwarancję pochodzenia, z której treści wynika, że ogranicza się ona do potwierdzenia odbiorcy końcowemu wytworzenia z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii ilości odpowiednio:

1) 1 MWh energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub do sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy

– Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan albo

2) 1 MWh biometanu wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej lub sieci przesyłowej gazowej, albo

3) 1 MWh biometanu transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe lub wykorzystanego do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu, przeliczonego zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 62, albo

4) 1 MWh biogazu albo biogazu rolniczego transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe, przeliczonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 62, albo

5) 1 MWh ciepła albo chłodu wprowadzonych do sieci ciepłowniczej albo sieci chłodniczej, przeliczonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 61, albo

6) 1 MWh wodoru odnawialnego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej, sieci przesyłowej gazowej, albo

7) 1 MWh wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe, przeliczonego zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 62a.

12. Gwarancję pochodzenia powstałą na skutek rozdzielenia oznacza się indywidualnym numerem gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu, i zawiera się w niej dane oraz termin, o których mowa w ust. 5, przy czym dodatkowo wskazuje się, że ogranicza się ona do potwierdzenia odbiorcy końcowemu wytworzenia z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii 1 MWh:

1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan energii elektrycznej z ilości energii elektrycznej wskazanej w gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu albo

2) wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej lub sieci przesyłowej gazowej biometanu albo wodoru odnawialnego z ilości biometanu albo wodoru

odnawialnego wskazanej w gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu, albo

3) transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego z ilości wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego wskazanej w gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu, albo

4) transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe lub wykorzystanego do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu biometanu z ilości biometanu wskazanej w gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu, albo

5) wprowadzonego do sieci ciepłowniczej albo sieci chłodniczej ciepła albo chłodu z ilości ciepła albo chłodu wskazanej w gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu.”;

102) w art. 123 dodaje się ust. 5–8 w brzmieniu:

„5. Uznanie gwarancji pochodzenia, o którym mowa w ust. 1, jest warunkiem wprowadzenia do rejestru gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 124 ust. 1.

6. Prezes URE może przystąpić do stowarzyszenia Association of Issuing Bodies zrzeszającego organy wydające gwarancje pochodzenia.

7. Koszty składki związane z członkostwem Prezesa URE w stowarzyszeniu, o którym mowa w ust. 6, pokrywa podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 pkt 1, ze składek podmiotów wpisanych do rejestrów prowadzonych przez ten podmiot.

8. Prezes URE oraz podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 pkt 1, zawierają porozumienie określające szczegółowe zasady współpracy, w szczególności dotyczące kwestii ponoszenia składki członkowskiej, o której mowa w ust. 7, oraz inne prawa i obowiązki stron tego porozumienia.”;

103) w art. 124:

a) w ust. 1 w pkt 2 po wyrazie „finansowymi” skreśla się wyrazy „– organizujący obrót gwarancjami pochodzenia”,

b) w ust. 2:

– w pkt 3 skreśla się wyraz „elektrycznej” i kropkę zastępuje się średnikiem,

– dodaje się pkt 4 w brzmieniu:

„4) rodzajów lub nośników energii, o których mowa w art. 120 ust. 1 pkt 1–6, dla których została wydana gwarancja pochodzenia.”,

c) dodaje się ust. 10–13 w brzmieniu:

„10. Posiadacz gwarancji pochodzenia, o której mowa w art. 123 ust. 1, wraz z wnioskiem o uznanie tej gwarancji pochodzenia przekazuje do Prezesa URE informacje dotyczące gwarancji objętej tym wnioskiem, odpowiadające danym zawartym we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, o których mowa w art. 121 ust. 3.

11. Posiadacz gwarancji pochodzenia, składając do podmiotu, o którym mowa w ust. 1, dyspozycję jej przeniesienia, podaje dane identyfikujące podmiot, na rzecz którego jest dokonywane przeniesienie.

12. Przeniesienie gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu może nastąpić wyłącznie na rzecz podmiotu przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej.

13. Podmiot, o którym mowa w ust. 1, publikuje roczny bilans gwarancji pochodzenia przeniesionych do rejestrów gwarancji pochodzenia w państwach innych niż Rzeczpospolita Polska, a także uznanych na podstawie art. 123 ust. 1, w terminie do dnia 30 kwietnia roku następującego po roku, którego dotyczy bilans.”;

104) w art. 124a:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Poinformowanie odbiorcy końcowego o pochodzeniu energii elektrycznej, biometanu, ciepła, chłodu, biogazu, biogazu rolniczego albo wodoru odnawialnego, dla których wydano gwarancję pochodzenia, jest możliwe jedynie po jej uprzednim umorzeniu i uzyskaniu potwierdzenia wydanego na podstawie ust. 4.”,

b) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. We wniosku, o którym mowa w ust. 4, można określić przyczynę, dla której dokonano umorzenia gwarancji pochodzenia. W przypadku gdy umorzenie jest dokonywane na potrzeby procesu konwersji energetycznej, o którym mowa w art. 120 ust. 7, jako przyczynę, dla której dokonano umorzenia gwarancji pochodzenia, obligatoryjnie wskazuje się konwersję rodzaju lub nośnika pierwotnego energii.”,

c) dodaje się ust. 6–8 w brzmieniu:

„6. Wniosek, o którym mowa w ust. 4, zawiera następujące informacje dotyczące podmiotu, na rzecz którego jest dokonywane umorzenie gwarancji pochodzenia:

1) nazwę;

2) formę prawną;

3) adres siedziby wraz z oznaczeniem kraju;

4) informację, czy:

a) podmiot, na rzecz którego jest dokonywane umorzenie, jest przedsiębiorstwem energetycznym czy odbiorcą końcowym,

b) umorzenie jest dokonywane w celu przeprowadzenia konwersji energetycznej, o której mowa w art. 120 ust. 7.

7. Podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1, publikuje roczny bilans umorzonych gwarancji pochodzenia w terminie do dnia 30 kwietnia roku następującego po roku, którego dotyczy bilans. Bilans jest sporządzany zgodnie z normą CEN–EN 16325.

8. Umorzone gwarancje pochodzenia dotyczące rodzajów lub nośników pierwotnych energii mających podlegać procesowi konwersji energetycznej, o którym mowa w art. 120 ust. 7, nie są uwzględniane w bilansie, o którym mowa w ust. 7.”;

105) w art. 125 w ust. 1 w pkt 1 skreśla się wyrazy „operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego”;

106) w rozdziale 5 po art. 125 dodaje się art. 125a i art. 125b w brzmieniu:

„Art. 125a. 1. Podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1, opracowuje i publikuje informację o rocznym miksie energii resztkowej rozumianym jako energia elektryczna wytworzona i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej, lub za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne w danym roku rozliczeniowym trwającym od dnia 1 kwietnia do dnia 31 marca roku następnego, z uwzględnieniem przepływów rzeczywistych z poszczególnych krajów, pomniejszona o energię, dla której umorzono gwarancje pochodzenia, w terminie do dnia 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy miks energii resztkowej. Informacja, o której mowa w zdaniu pierwszym, jest sporządzana zgodnie z normą CEN–EN 16325.

2. Operator systemu przesyłowego, a w przypadku korzystania z linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE, przekazują podmiotowi, o którym mowa w art. 124 ust. 1, w związku z realizacją przez ten podmiot obowiązku, o którym mowa w ust. 1, informację o ilości energii elektrycznej, wyrażonej w MWh:

1) wytworzonej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej, lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne,

2) importowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi z poszczególnych krajów, z uwzględnieniem miksu energetycznego tych krajów,
3) eksportowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi do poszczególnych krajów

– w terminie do dnia 30 kwietnia roku następującego po roku, którego dotyczy ten obowiązek.

3. Miks energii resztkowej oblicza się według wzoru:

$$Mer = (Pen + Ien + Igp – Egp – Ugp) – Een,$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Mer – miks energii resztkowej, wyrażony w MWh,

Pen – ilość energii elektrycznej, wytworzonej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej, lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne, w danym roku, wyrażoną w MWh,

Ien – ilość energii elektrycznej importowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi z poszczególnych krajów, z uwzględnieniem miksu energetycznego tych krajów, wyrażoną w MWh,

Igp – ilość energii elektrycznej dla której gwarancje pochodzenia zostały uznane zgodnie z art. 123 ust. 1, wyrażoną w MWh,

Egp – ilość energii elektrycznej, dla której gwarancje pochodzenia wydane na podstawie art. 122 ust. 2 zostały uznane w innych krajach, wyrażoną w MWh,

Ugp – ilość energii elektrycznej, dla której gwarancje pochodzenia zostały umorzone na podstawie art. 124a, wyrażoną w MWh,

Een – ilość energii elektrycznej eksportowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi do poszczególnych krajów, wyrażoną w MWh, z uwzględnieniem udziału odnawialnych źródeł energii, obliczoną według wzoru:

$$Een = Eek \times \frac{(Pen + Ien + Igp – Egp – Ugp)}{(Pen + Ien + Igp)},$$

gdzie symbol Eek oznacza ilość energii elektrycznej eksportowanej netto w związku przepływami rzeczywistymi do poszczególnych krajów, wyrażoną w MWh.

Art. 125b. Określone przez Prezesa URE koszty budowy, utrzymania, rozbudowy i modyfikacji systemu teleinformatycznego służącego realizacji zadań Prezesa URE, o

których mowa w niniejszym rozdziale, w tym jego dostosowania do wymagań określonych w normie CEN–EN 16325 i standardów stowarzyszenia Association of Issuing Bodies, pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, ze środków opłaty OZE, na podstawie dyspozycji Prezesa URE.”;

107) tytuł rozdziału 6 otrzymuje brzmienie:

„Rozdział 6

Informacja statystyczna w zakresie energii ze źródeł odnawialnych”;

108) uchyla się art. 126 i art. 127;

109) po art. 127 dodaje się art. 127a i art. 127b w brzmieniu:

„Art. 127a. Krajowy cel w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto, zwany dalej „krajowym celem OZE”, określa zintegrowany krajowy plan na rzecz energii i klimatu oraz jego aktualizacja, o których mowa w art. 15ab ustawy – Prawo energetyczne.

Art. 127b. Działania promujące i ułatwiające rozwój:

1) obywatelskich społeczności energetycznych prowadzących działalność wyłącznie w zakresie odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 11zi ustawy – Prawo energetyczne,
2) prosumentów energii odnawialnej, prosumentów zbiorowych energii odnawialnej oraz prosumentów wirtualnych energii odnawialnej

– wykazuje się w zintegrowanym krajowym planie na rzecz energii i klimatu oraz jego aktualizacji oraz w sprawozdaniach z postępów w dziedzinie energii i klimatu, o których mowa w art. 15ab ustawy – Prawo energetyczne.”;

110) w art. 128:

a) ust. 4a otrzymuje brzmienie:

„4a. Zadania ministra właściwego do spraw gospodarki wodnej obejmują:

1) opracowywanie we współpracy z ministrem właściwym do spraw rozwoju wsi analiz w zakresie określenia szacunkowego wpływu wytwarzania biokomponentów i biopłynów na zasoby wodne oraz na jakość wody i gleby;
2) współpracę z ministrem właściwym do spraw klimatu w zakresie opracowywania rozwiązań na rzecz funkcjonowania i rozwoju małej energetyki wodnej i monitorowanie funkcjonowania tych rozwiązań.”,

b) w ust. 5 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) monitorowanie ilości i rodzajów surowców wykorzystanych do wytwarzania biogazu rolniczego, energii elektrycznej z biogazu rolniczego, biometanu z biogazu rolniczego, biopłynów, a także biokomponentów stosowanych w paliwach transportowych;”,

c) w ust. 6:

– uchyla się pkt 1,

– w pkt 2 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 3 w brzmieniu:

„3) publikowanie informacji o rozstrzygniętych aukcjach, o których mowa w art. 73 ust. 1, z uwzględnieniem, w szczególności, informacji o instalacjach, które wygrały aukcje i dla których Prezes URE zweryfikował poprawność informacji, o której mowa w art. 83 ust. 1 pkt 2, oraz wskaźników realizacji projektów, które uzyskały wsparcie w ramach tych aukcji.”;

111) w art. 129 dodaje się ust. 4 w brzmieniu:

„4. Energię elektryczną wytworzoną z biomasy uwzględnia się do udziału, o którym mowa w ust. 1, jedynie gdy spełnia ona co najmniej jeden z następujących wymogów:

1) jest ona wytwarzana w instalacjach odnawialnego źródła energii o całkowitej nominalnej mocy cieplnej mniejszej niż 50 MW;

2) w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii o całkowitej nominalnej mocy cieplnej od 50 MW do 100 MW – jest ona wytwarzana przy zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji, a w przypadku instalacji wyłącznie elektrycznych – przy osiągnięciu poziomu sprawności energetycznej powiązanego z najlepszymi dostępnymi technikami, o których mowa w art. 207 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2022 r. poz. 2556 i 2687);

3) w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii o całkowitej nominalnej mocy cieplnej większej niż 100 MW – jest ona wytwarzana przy zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji, a w przypadku instalacji wyłącznie elektrycznych – przy osiągnięciu poziomu sprawności elektrycznej netto wynoszącego co najmniej 36%;

4) jest ona wytwarzana w instalacji odnawialnego źródła energii z zastosowaniem wychwytywania i składowania CO_2 z biomasy.”;

112) w art. 130 w ust. 1 wyrazy „celu, o którym mowa w art. 126 ust. 2 pkt 1,” zastępuje się wyrazami „celu OZE”;

113) w art. 131 w ust. 3:

a) po pkt 1 dodaje się pkt 1a i 1b w brzmieniu:

„1a) rocznej wydajności biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu z biogazu w instalacjach odnawialnego źródła energii wpisanych do rejestru wytwórców biogazu, o którym mowa w art. 7 ust. 1 pkt 2;

1b) mocy zainstalowanej cieplnej poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii objętych koncesją Prezesa URE na wykonywanie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu ciepła;”,

b) w pkt 2 skreśla się wyrazy „oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”,

c) w pkt 3 skreśla się wyrazy „lub świadectw pochodzenia z biogazu rolniczego”,

d) pkt 4 otrzymuje brzmienie:

„4) liczby wydanych gwarancji pochodzenia z podziałem na rodzaje instalacji odnawialnego źródła energii, w których wytworzono energię elektryczną, biometan, ciepło albo chłód, wodór odnawialny, biogaz albo biogaz rolniczy.”;

114) art. 135 otrzymuje brzmienie:

„Art. 135. Dla celów statystycznych przez energię ze źródeł odnawialnych rozumie się energię wytworzoną ze źródeł, o których mowa w art. 2 pkt 22.”;

115) w art. 136:

a) w ust. 4 pkt 2 i część wspólna otrzymują brzmienie:

„2) dyplom ukończenia studiów na kierunku związanym z kształceniem w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii albo urządzeń i instalacji sanitarnych, energetycznych, elektroenergetycznych, grzewczych, chłodniczych, cieplnych i klimatyzacyjnych lub elektrycznych

– w okresie 5 lat od dnia otrzymania tych dyplomów może być wydany certyfikat, jeżeli spełnia on warunki określone w ust. 3 pkt 1 lit. a oraz w pkt 2.”,

b) dodaje się ust. 5 w brzmieniu:

„5. W przypadku gdy instalator ubiega się o wydanie certyfikatu po 5 latach od dnia otrzymania dyplomów, o których mowa w ust. 4, certyfikat może być mu wydany, jeżeli ukończy szkolenie przypominające w terminie 12 miesięcy poprzedzających dzień złożenia wniosku o wydanie certyfikatu.”;

116) w art. 144 dodaje się ust. 3 i 4 w brzmieniu:

„3. Instalator, który wnioskuje o zmianę danych certyfikatu, składa wniosek do Prezesa UDT, do którego załącza aktualny certyfikat, którego dane mają być zmienione.

4. Prezes UDT opracowuje i zamieszcza w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Dozoru Technicznego wzór wniosku o zmianę danych certyfikatu.”;

117) w art. 155 ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Nadanie odwołania w polskiej placówce pocztowej operatora pocztowego w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. – Prawo pocztowe (Dz. U. z 2022 r. poz. 896, 1933 i 2042), w placówce podmiotu zajmującego się doręczaniem korespondencji na terenie Unii Europejskiej, złożenie go w polskim urzędzie konsularnym albo wysłanie na adres do doręczeń elektronicznych, o którym mowa w art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 18 listopada 2020 r. o doręczeniach elektronicznych (Dz. U. z 2023 r. poz. 285), jest równoznaczne z wniesieniem go do Komitetu.”;

118) w art. 156 dodaje się ust. 3 w brzmieniu:

„3. W przypadku gdy w wyniku ponownego rozpoznania sprawy Prezes UDT podtrzyma:

1) odmowę wydania certyfikatu,
2) cofnięcie certyfikatu,
3) odmowę przedłużenia ważności certyfikatu,
4) odmowę udzielenia akredytacji,
5) cofnięcie akredytacji

– osobie lub podmiotowi przysługuje skarga do sądu administracyjnego, którą wnosi się za pośrednictwem Prezesa UDT, w terminie 30 dni od dnia doręczenia zawiadomienia o oddaleniu odwołania. W postępowaniu przed sądem stosuje się odpowiednio przepisy o zaskarżaniu do sądu decyzji.”;

119) w art. 157 w ust. 1 po pkt 4 dodaje się pkt 4a w brzmieniu:

„4a) zmianę danych certyfikatu, wynoszącą 50 złotych za każdy wydany certyfikat ze zmienionymi danymi;”;

120) po rozdziale 7 dodaje się rozdział 7a w brzmieniu:

„Rozdział 7a

Krajowy punkt kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii

Art. 160a. 1. Minister właściwy do spraw klimatu, przy użyciu systemu teleinformatycznego, prowadzi krajowy punkt kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii, zwany dalej „krajowym punktem kontaktowym”.

2. Krajowy punkt kontaktowy udziela wsparcia w zakresie procedur administracyjnych dotyczących rozstrzygnięć umożliwiających przyłączenie instalacji

odnawialnego źródła energii do sieci oraz wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł energii.

3. Wsparcia, o którym mowa w ust. 2, krajowy punkt kontaktowy udziela przez:

1) udostępnianie informacji o procedurach administracyjnych, o których mowa w ust. 2, w szczególności o postępowaniach w sprawie wydania:
   a) decyzji o:
      – środowiskowych uwarunkowaniach, o której mowa w art. 71 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2022 r. poz. 1029, z późn. zm.[4)]),
      – warunkach zabudowy, o której mowa w art. 60 ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2022 r. poz. 503, 1846, 2185 i 2747 oraz z 2023 r. poz. 553),
      – pozwoleniu na budowę i pozwoleniu na użytkowanie, o których mowa odpowiednio w art. 28 i art. 59 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane,
   b) koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw lub energii, o której mowa w art. 32 ustawy – Prawo energetyczne,
   c) warunków przyłączenia do sieci, o których mowa w art. 7 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne;
2) udzielanie ogólnych odpowiedzi na pytania dotyczące procedur administracyjnych, o których mowa w ust. 2, przesyłanych za pośrednictwem formularza dostępnego na stronie internetowej urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu.

4. Informacje o procedurach administracyjnych, o których mowa w ust. 2, dotyczą w szczególności:

1) warunków, które należy spełnić w celu uzyskania pozytywnego rozstrzygnięcia;
2) wymaganych dokumentów oraz informacji, które należy złożyć w ramach określonych procedur;
3) terminów załatwiania spraw w ramach określonych procedur;
4) organów właściwych w sprawie i dokonywanych przez nie czynności;
5) środków odwoławczych.

[4)] Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2022 r. poz. 1260, 1261, 1783, 1846, 2185 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 553 i 595.

5. Informacje o procedurach administracyjnych, o których mowa w ust. 2, krajowy punkt kontaktowy udostępnia za pośrednictwem strony internetowej urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu.

6. Minister właściwy do spraw klimatu jest administratorem danych użytkowników systemu teleinformatycznego, o którym mowa w ust. 1.

7. W przypadku gdy w zasobach informacyjnych urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu brak jest informacji niezbędnych do udzielenia odpowiedzi na pytanie, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, krajowy punkt kontaktowy zwraca się z wnioskiem o udzielenie odpowiedzi na to pytanie do właściwych organów lub podmiotów i określa termin przekazania tej odpowiedzi do krajowego punktu kontaktowego.

8. Krajowy punkt kontaktowy udziela odpowiedzi na pytania, o których mowa w ust. 3 pkt 2, w terminie 30 dni od dnia ich otrzymania. W przypadku, o którym mowa w ust. 7, termin ten może być przedłużony do 50 dni.

9. W przypadku gdy pytanie, o którym mowa w ust. 3 pkt 2:

1) dotyczy postępowania administracyjnego w konkretnej, indywidualnej sprawie lub
2) nie zawarto w nim informacji niezbędnych do udzielenia odpowiedzi, lub
3) nie dotyczy zakresu działania krajowego punktu kontaktowego, lub
4) jest oczywiste, że nie zostało złożone w celu uzyskania wsparcia, o którym mowa w ust. 2

– krajowy punkt kontaktowy może odmówić udzielenia na nie odpowiedzi, informując wnioskodawcę o przyczynie tej odmowy.

10. Do udzielania odpowiedzi na pytania, o których mowa w ust. 3 pkt 2, przepisów ustawy – Kodeks postępowania administracyjnego nie stosuje się.

Art. 160b. Za pośrednictwem strony internetowej urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu krajowy punkt kontaktowy udostępnia podręcznik procedur w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych zawierający w szczególności informacje dotyczące podjęcia działalności jako prosument energii odnawialnej lub wytwórca energii elektrycznej niebędący prosumentem energii odnawialnej w mikroinstalacji lub małej instalacji odnawialnego źródła energii.

Art. 160c. Minister właściwy do spraw klimatu może, przy zapewnieniu niezbędnego finansowania oraz właściwych warunków organizacyjnych, kadrowych i technicznych, powierzyć realizację niektórych zadań krajowego punktu kontaktowego innym podmiotom.

Art. 160d. 1. Minister właściwy do spraw klimatu, w terminie do dnia 30 czerwca każdego roku, sporządza sprawozdanie z działania krajowego punktu kontaktowego za poprzedni rok kalendarzowy zawierające co najmniej:

1) liczbę pytań:
   a) otrzymanych, o których mowa w art. 160a ust. 3 pkt 2,
   b) przekazanych właściwym organom i podmiotom;
2) najczęściej pojawiające się pytania, z podziałem na procedury administracyjne;
3) rekomendacje w zakresie znoszenia barier administracyjnych i usprawnienia postępowań opracowane na podstawie analizy danych, o których mowa w pkt 1 i 2.

2. W przypadku gdy zgodnie z art. 160c wykonywanie niektórych zadań powierzono innym podmiotom, podmioty te przekazują ministrowi właściwemu do spraw klimatu informacje, o których mowa w ust. 1, za poprzedni rok kalendarzowy w terminie do dnia 30 kwietnia.

3. Sprawozdanie, o którym mowa w ust. 1, udostępnia się w Biuletynie Informacji Publicznej urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu oraz za pośrednictwem strony internetowej tego urzędu.”;

121) w art. 161 w ust. 5 i w art. 164 w ust. 2 wyrazy „celu, o którym mowa w art. 126 ust. 2 pkt 1” zastępuje się wyrazami „celu OZE”;

122) w art. 162 wyrazy „celu określonego w art. 126 ust. 2 pkt 1” zastępuje się wyrazami „celu OZE”;

123) w art. 163:
   a) w ust. 1 wyrazy „celu, o którym mowa w art. 126 ust. 2 pkt 1” zastępuje się wyrazami „celu OZE”,
   b) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

      „2. Warunkiem osiągnięcia krajowego celu OZE jest realizacja zobowiązania stron umowy, o której mowa w art. 161 ust. 2, do przekazywania Komisji Europejskiej informacji o transferze statystycznym.”,
   c) w ust. 3 w pkt 1 i 2 wyrazy „krajowego celu” zastępuje się wyrazami „krajowego celu OZE”;

124) w art. 165:
   a) w ust. 3 w pkt 3 i 4 oraz w ust. 5 w pkt 3 i 4 i w art. 166 w części wspólnej wyrazy „krajowego celu” zastępuje się wyrazami „krajowego celu OZE”,
   b) w ust. 4 wyrazy „celu, o którym mowa w art. 126 ust. 2 pkt 1” zastępuje się wyrazami „celu OZE”;

125) w art. 166 w części wspólnej wyrazy „krajowego celu” zastępuje się wyrazami „krajowego celu OZE”;

126) w art. 167:

a) w ust. 1 wyrazy „celu, o którym mowa w art. 126 ust. 2 pkt 1,” zastępuje się wyrazami „celu OZE”,

b) w ust. 2 wyrazy „krajowego celu” zastępuje się wyrazami „krajowego celu OZE”;

127) w art. 168:

a) w pkt 1 skreśla się wyrazy „lub świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego”,

b) pkt 5 otrzymuje brzmienie:

„5) przedkłada Prezesowi URE wniosek o wydanie świadectwa pochodzenia, o którym mowa w art. 45 ust. 1, zawierający dane, informacje lub oświadczenia niezgodne ze stanem faktycznym;”,

c) pkt 7 otrzymuje brzmienie:

„7) nie przestrzega obowiązku świadczenia usługi przesyłania lub dystrybucji biometanu, o którym mowa w art. 118;”,

d) w pkt 11 po wyrazach „o którym mowa w art. 9 ust. 1 pkt 7” dodaje się wyrazy „lub ust. 1a pkt 6”,

e) w pkt 11b po wyrazach „w art. 70b ust. 3 pkt 6” dodaje się wyrazy „albo w art. 83m ust. 3 pkt 6”,

f) w pkt 14 po wyrazach „o którym mowa w art. 7” dodaje się wyrazy „pkt 1”,

g) po pkt 14 dodaje się pkt 14a w brzmieniu:

„14a) wytwarza biogaz na potrzeby biometanu lub wytwarza biometan z biogazu bez wpisu do rejestru wytwórców biogazu, o którym mowa w art. 7 pkt 2, lub niezgodnie z treścią tego wpisu;”,

h) pkt 15 otrzymuje brzmienie:

„15) po wypełnieniu zobowiązania, o którym mowa w:

a) art. 79 ust. 3 pkt 8, albo po wypełnieniu tego zobowiązania z uwzględnieniem przedłużenia terminu, o którym mowa w art. 79a ust. 1, dokonał sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83 ust. 2, lub

b) art. 83h ust. 3 pkt 5, dokonał sprzedaży energii elektrycznej w ramach aukcji na wsparcie operacyjne poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie, w okresie rozliczeniowym wskazanym w art. 83f

– z wyłączeniem przypadków, w których do wytworzenia energii nie doszło w następstwie okoliczności, o których mowa w art. 83 ust. 3b;”,

i) pkt 16 otrzymuje brzmienie:

„16) nie przekazuje w terminie Prezesowi URE informacji, o której mowa w art. 39 ust. 7 i 9, art. 39a ust. 7 i 9, art. 70b ust. 11a, art. 83 ust. 1 pkt 2, art. 83m ust. 11, art. 83q ust. 6 i 8, lub przekazuje nieprawdziwą informację;”,

j) po pkt 16 dodaje się pkt 16a w brzmieniu:

„16a) nie przekazuje w terminie Prezesowi URE oświadczeń lub dokumentów, o których mowa w art. 70b ust. 11b pkt 1 i 2 i art. 83 ust. 1 pkt 4 lit. a i b, lub opinii, o których mowa w art. 70b ust. 11b pkt 3 i art. 83 ust. 1 pkt 4 lit. c;”,

k) w pkt 20 po wyrazach „wytwarza biogaz rolniczy” dodaje się wyrazy „lub biometan z biogazu rolniczego”,

l) dodaje się pkt 27 w brzmieniu:

„27) nie przekazuje Prezesowi URE sprawozdania, o którym mowa w art. 38ad ust. 1, albo uzupełnionego sprawozdania, w terminie określonym w art. 38ad ust. 3.”;

128) w art. 169 w ust. 1 w pkt 1 wyrazy „i 26” zastępuje się wyrazami „i 27”;

129) w art. 170:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach określonych w art. 168 pkt 1–5, 7, 9a, 10 oraz 11a nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego podmiotu, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna jest związana z działalnością gospodarczą wykonywaną na podstawie koncesji albo wpisu do rejestru działalności regulowanej, wysokość kary nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z prowadzonej działalności koncesjonowanej albo działalności wykonywanej na podstawie wpisu do rejestru działalności regulowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.”,

b) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:

2a. W przypadku gdy przed wydaniem decyzji o nałożeniu kary pieniężnej w zakresie nieprzestrzegania obowiązku, w przypadku określonym w art. 168 pkt 1,

z jakichkolwiek przyczyn nie można ustalić przychodu za rok kalendarzowy poprzedzający rok nałożenia kary pieniężnej lub dokonanie tych ustaleń jest znacząco utrudnione, Prezes URE, nakładając karę pieniężną, uwzględnia ostatni ustalony przychód wynikający z prowadzonej działalności koncesjonowanej albo działalności wykonywanej na podstawie wpisu do rejestru działalności regulowanej osiągnięty przez ten podmiot.”,

c) w ust. 3 wyrazy „pkt 6–8” zastępuje się wyrazami „pkt 6 i 8”,

d) w ust. 4:

– w pkt 1 skreśla się wyraz „11a”,

– pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) pkt 11, 11b, 12, 14, 14a, 16, 16a i 18, wynosi 1000 zł;”,

e) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Wysokość kary pieniężnej wymierzanej w przypadku, o którym mowa w:

1) art. 168 pkt 15 lit. a, oblicza się według wzoru:

$$Ko = 0{,}5 \times [\mathrm{Csz} \times (E_{OA} - E_{WA})],$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_O – wysokość kary pieniężnej wyrażoną w złotych,

Csz – cenę skorygowaną, wyrażoną w zł za MWh, zwaloryzowaną zgodnie z art. 92 ust. 10, stanowiącą cenę zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 92 ust. 1, lub podstawę wypłaty ujemnego salda obliczonego zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3, w wysokości obowiązującej wytwórcę w ostatnim dniu okresu rozliczeniowego, o którym mowa w art. 83 ust. 2,

E_{OA} – ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, jaką wytwórca zobowiązał się wytworzyć, wprowadzić do sieci i sprzedać po zamknięciu sesji aukcji, w okresie rozliczeniowym określonym w art. 83 ust. 2, wyrażoną w MWh,

E_{WA} – ilość sprzedanej w ramach systemu aukcyjnego energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie rozliczeniowym określonym w art. 83 ust. 2, wyrażoną w MWh;

2) art. 168 pkt 15 lit. b, oblicza się według wzoru:

$$K_O = 0{,}5\,[\mathrm{Co} \times (E_{OA} - E_{WA})],$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_O – wysokość kary pieniężnej wyrażoną w złotych,

C_O – cenę operacyjną, wyrażoną w zł za MWh, o której mowa w art. 83h ust. 3 pkt 3, obowiązującą na dzień złożenia oferty, o której mowa w art. 83h ust. 2,

E_{OA} – ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, jaką wytwórca zobowiązał się wytworzyć, wprowadzić do sieci i sprzedać po zamknięciu sesji aukcji na wsparcie operacyjne, w okresie rozliczeniowym określonym w art. 83e ust. 2, wyrażoną w MWh,

E_{WA} – ilość sprzedanej w ramach aukcji na wsparcie operacyjne energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie rozliczeniowym określonym w art. 83e ust. 2, wyrażoną w MWh.”,

f) ust. 7 otrzymuje brzmienie:

„7. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach określonych w art. 168:

1) pkt 20, 21, 24 i 25 – wynosi 10 000 złotych;

2) pkt 22 i 23 – wynosi 1000 złotych;

3) pkt 27 – wynosi 1000 złotych za każdy 1 MW łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne należących do członków tego klastra energii.”;

130) w art. 174 w ust. 2 skreśla się wyrazy „ , zanim organy, o których mowa w art. 169 ust. 1, powzięły o tym wiadomość”;

131) w art. 184h w ust. 1 skreśla się wyrazy „przy czym ilość i wartość tej energii elektrycznej obejmuje ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wynikającą z przeliczenia biogazu rolniczego, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 62”;

132) w rozdziale 10a po art. 184j dodaje się art. 184k–184n w brzmieniu:

„Art. 184k. 1. Do dnia 31 grudnia 2029 r., w odniesieniu do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez członków tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego, o którym mowa w art. 184m ust. 3:

1) nie nalicza się i nie pobiera się od członków klastra energii opłaty:

a) OZE,

b) kogeneracyjnej w rozumieniu art. 60 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;

2) w przypadku gdy ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej:

a) przekroczy 60% zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii – operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 95% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii,

b) przekroczy 70% zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii – operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 90% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii,

c) przekroczy 80% zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii – operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 85% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii,

d) przekroczy 90% zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii – operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 80% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii,

e) wyniesie 100% zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii – operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 75% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii;

3) do sprzedawcy nie stosuje się obowiązków, o których mowa w art. 52 ust. 1 oraz w art. 10 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166).

2. Opłata za świadczenie usługi dystrybucji, której wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, oznacza składnik zmienny stawki sieciowej i stawki jakościowej, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

3. Koszty naliczania opłat za świadczenie usług dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, w zakresie składnika zmiennego stawki sieciowej stanowią uzasadnione koszty działalności operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w części, w jakiej nie zostały one zrekompensowane korzyściami dla tego operatora w następstwie spełnienia przez członka klastra energii wymogów, o których mowa w ust. 1 pkt 2, a w zakresie stawki jakościowej stanowią uzasadnione koszty działalności operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

4. Członkowie klastra energii, którzy korzystają z rozliczeń na podstawie art. 4 ust. 1, nie mogą korzystać z rozliczeń, o których mowa w ust. 1.

5. Decyzja, o której mowa w art. 38ac ust. 12, skutkuje utratą przez członków klastra energii prawa do korzystania z rozliczeń, o których mowa w ust. 1.

Art. 184l. 1. Do dnia 31 grudnia 2026 r. członkowie klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, mogą korzystać z rozliczeń, o których mowa w art. 184k ust. 1, w przypadku gdy:

1) co najmniej 30% energii elektrycznej wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej w ramach tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii oraz
2) łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne wskazanych we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 5, nie przekracza 150 MW energii elektrycznej i umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz
3) łączna moc zainstalowana elektryczna magazynów energii wskazanych we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 5, wynosi co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne wskazanych w tym wniosku.

2. Od dnia 1 stycznia 2027 r. do dnia 31 grudnia 2029 r. członkowie klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, mogą korzystać z rozliczeń, o których mowa w art. 184k ust. 1, oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 184m ust. 1, w przypadku gdy:

1) co najmniej 50% energii elektrycznej wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej w ramach tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii oraz
2) łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne wskazanych we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 5, nie przekracza 150 MW i umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw energii elektrycznej do członków tego klastra energii, oraz
3) łączna moc zainstalowana elektryczna magazynów energii wskazanych we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 5, wynosi co najmniej 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne wskazanych w tym wniosku.

3. W celu skorzystania z rozliczeń, o których mowa w art. 184k, koordynator klastra energii składa wniosek do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz do sprzedawcy o zmianę dotychczasowej lub zawarcie nowej umowy ze wszystkimi członkami klastra energii w celu uwzględnienia w tej umowie rozliczeń, o których mowa w art. 184k ust. 1.

4. Do wniosków, o których mowa w ust. 3, koordynator klastra energii dołącza oświadczenie o:

1) rocznym zapotrzebowaniu członków klastra energii na energię elektryczną określonym na podstawie danych pomiarowych z roku poprzedzającego rok złożenia tego oświadczenia, a w przypadku braku takich danych – o rocznym szacunkowym zapotrzebowaniu na energię elektryczną;
2) spełnieniu warunków określonych w:
   a) ust. 1 – w przypadku złożenia wniosków przed dniem 1 stycznia 2027 r.,
   b) ust. 2 – w przypadku złożenia wniosków po dniu 31 grudnia 2026 r.

5. W przypadku złożenia kompletnego wniosku, o którym mowa w ust. 3, sprzedawca zawiera nowe lub zmienia dotychczasowe umowy z członkami klastra energii w terminie 60 dni od dnia złożenia tego wniosku.

Art. 184m. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględnia w rozliczeniach za świadczenie usług dystrybucji obejmujących okres do dnia 31 grudnia 2029 r. zasady naliczania składników opłat, o których mowa w art. 184k ust. 1, dla członków klastra energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych

członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej.

2. Sprzedawca dokonuje rozliczenia, o którym mowa w art. 184k ust. 1, członków klastra energii z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej.

3. Okresem rozliczeniowym w przypadkach, o których mowa w ust. 1 i 2, jest miesiąc kalendarzowy.

4. Koordynator klastra energii prowadzi rejestr rozliczeń, o których mowa w ust. 1 i 2.

Art. 184n. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, w terminie do dnia 30 września 2025 r. maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r., biorąc pod uwagę:

1) politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział energii i paliw wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie;
2) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jak również zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych;
3) potrzebę ochrony środowiska naturalnego, w tym zmniejszenia zanieczyszczenia azotem pochodzenia rolniczego, a także redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;
4) potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi;
5) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy;
6) potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.”;

133) w art. 217 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Rada Ministrów dokonuje przeglądu funkcjonowania mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, uwzględniającego skutki dystrybucyjne tych mechanizmów i instrumentów dla

grup konsumentów oraz dla inwestycji, i przedkłada Sejmowi informację o skutkach obowiązywania tych mechanizmów i instrumentów nie rzadziej niż raz na 5 lat.”.

Art. 2. W ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2023 r. poz. 682 i 553) wprowadza się następujące zmiany:

1) w odnośniku nr 1 do ustawy w pkt 3 wyrazy „Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, z późn. zm.)” zastępuje się wyrazami „Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, z późn. zm.).”;
2) w art. 29 w ust. 4 w pkt 3 w lit. c wyrazy „50 kW” zastępuje się wyrazami „150 kW”.

Art. 3. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.[5)]) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 3:
   a) w pkt 3a wyrazy „biogaz rolniczy” zastępuje się wyrazami „biometan i biogaz rolniczy”,
   b) po pkt 20h dodaje się pkt 20i w brzmieniu:
      „20i) ciepło odpadowe i chłód odpadowy – niemożliwe do uniknięcia ciepło lub chłód, które są wytwarzane jako produkty uboczne w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii, lub w sektorze usług i które bez dostępu do systemu ciepłowniczego lub chłodniczego pozostałyby niewykorzystane, rozpraszając się w powietrzu lub w wodzie, w przypadku gdy jest lub będzie wykorzystywana kogeneracja lub gdy wykorzystanie kogeneracji nie jest możliwe;”;
2) w art. 5:
   a) po ust. 2c dodaje się ust. 2d–i2e w brzmieniu:

      „2d. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii może zostać zawarta bezpośrednio między wytwórcą w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, a

---

5) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2022 r. poz. 1732, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295.

odbiorcą, a transport energii elektrycznej stanowiącej przedmiot tej umowy może odbywać się:

1) na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, w przypadku gdy strony tej umowy zostały uprzednio przyłączone do sieci, albo

2) za pomocą linii bezpośredniej.

2e. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 2d, oprócz postanowień, o których mowa w ust. 2 pkt 1, określa również rodzaj odnawialnego źródła energii, z którego wytworzono energię elektryczną stanowiącą przedmiot tej umowy.”,

b) po ust. 11 dodaje się ust. 11a w brzmieniu:

„11a. Wytwórca w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, który zawarł umowę sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 2d, w terminie miesiąca od dnia jej zawarcia, przekazuje Prezesowi URE, w formie pisemnej lub elektronicznej, informację o jej zawarciu oraz o stronach tej umowy, ilości i cenie energii elektrycznej stanowiącej jej przedmiot, lokalizacji i rodzaju odnawialnego źródła energii, z którego ta energia została wytworzona, oraz okresie, na jaki ta umowa została zawarta.”;

3) w art. 7:

a) po ust. 1d dodaje się ust. 1e w brzmieniu:

„1e. W przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wskazuje wnioskodawcy najbliższą lokalizację alternatywną, jeżeli przyłączenie w tej lokalizacji spełnia warunki techniczne i ekonomiczne.”,

b) po ust. 3d dodaje się ust. 3da w brzmieniu:

„3da. Wniosek o określenie warunków przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, która będzie wytwarzać energię elektryczną w ramach spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, oprócz informacji, o których mowa w ust. 3b, zawiera również informacje o zarejestrowaniu danej spółdzielni energetycznej w rejestrze przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego oraz o punktach poboru energii, do których będzie dostarczana energia.

c) po ust. 8d[13] dodaje się ust. 8d[14]–8d[16] w brzmieniu:

„8d[14]. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej nie może odmówić wydania warunków przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, która będzie wytwarzać energię elektryczną w ramach spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, jeżeli:

1) o przyłączenie ubiega się podmiot będący członkiem spółdzielni, którego instalacja będzie wytwarzać energię elektryczną na potrzeby odbiorców końcowych spółdzielni energetycznej:
   a) zasilanych z jednej i tej samej stacji transformatorowej przetwarzającej średnie napięcie na niskie napięcie co ten podmiot, lub
   b) zasilanych z więcej niż jednej stacji transformatorowej przetwarzającej średnie napięcie na niskie napięcie lub zasilanych z sieci średniego napięcia, które są ze sobą bezpośrednio połączone, do której będzie podłączony ten podmiot;
2) łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii, które będą wytwarzać energię elektryczną na potrzeby odbiorców końcowych, o których mowa w pkt 1:
   a) nie jest większa niż 80% łącznej mocy określonej w wydanych warunkach przyłączenia lub w umowach o przyłączenie do sieci dla tych odbiorców końcowych,
   b) umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw energii elektrycznej do tych odbiorców końcowych.

8d[15]. W przypadku gdy instalacja, o której mowa w ust. 8d[14], nie będzie wytwarzać energii elektrycznej na potrzeby odbiorców końcowych należących do danej spółdzielni energetycznej, wydane warunki przyłączenia tej instalacji tracą ważność, a przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej niezwłocznie odłącza tę instalację od sieci.

8d[16]. Ponowne przyłączenie instalacji do sieci dystrybucyjnej jest możliwe po uzyskaniu warunków przyłączenia na zasadach określonych w ust. 1.”;

4) w art. 7b:

a) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Obowiązku, o którym mowa w ust. 1, nie stosuje się, jeżeli jest planowane dostarczanie ciepła z indywidualnego źródła ciepła w obiekcie, które spełnia łącznie następujące warunki:

1) charakteryzuje się współczynnikiem nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej nie wyższym niż 0,8;

2) ciepło wytworzone z tego źródła ciepła stanowi nie mniej niż 60% ciepła z odnawialnych źródeł energii.”,

b) uchyla się ust. 3a i 3b,

c) po ust. 3b dodaje się ust. 3c–3g w brzmieniu:

„3c. Spełnienie warunków, o których mowa w ust. 3, stwierdza się na podstawie audytu, przy czym:

1) współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej, o którym mowa w ust. 3 pkt 1, określa się zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 15 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków (Dz. U. z 2021 r. poz. 497 oraz z 2022 r. poz. 2206);

2) w odniesieniu do obiektów zasilanych z więcej niż jednego indywidualnego źródła ciepła, na potrzeby określenia współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej, o którym mowa w ust. 3 pkt 1, dla całości ciepła dostarczanego do obiektu, stosuje się metodologię zawartą w przepisach wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej.

3d. Audyt, o którym mowa w ust. 3c, może sporządzić osoba, która spełnia warunki, o których mowa w art. 17 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków.

3e. Podmiot posiadający tytuł prawny do obiektu przyłączonego do sieci ciepłowniczej, która nie jest elementem efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, o którym mowa w ust. 4, może odłączyć się od sieci przez rozwiązanie lub zmianę umowy na dostarczanie ciepła do tego obiektu, w celu samodzielnego wytwarzania ciepła w indywidualnym źródle ciepła spełniającym warunki, o których mowa w ust. 3.

3f. W przypadku rozwiązania umowy, o którym mowa w ust. 3e, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć podmiot, o którym mowa w tym

przepisie, kosztami poniesionymi bezpośrednio z powodu fizycznego odłączenia się tego podmiotu od sieci ciepłowniczej, w szczególności kosztami likwidacji elementów sieci ciepłowniczej, w tym przyłącza oraz węzła cieplnego.

3g. W przypadku budynku wielolokalowego odłączenie od systemu, o którym mowa w ust. 3e, może dotyczyć jedynie całego takiego budynku.”,

d) dodaje się ust. 5–8 w brzmieniu:

„5. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję ciepła w danej sieci ciepłowniczej, w terminie do dnia 31 marca każdego roku:

1) przekazuje Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii sprawozdanie z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, o którym mowa w art. 7b ust. 4, za poprzedni rok kalendarzowy, zawierające:
   a) procentowe udziały energii z odnawialnych źródeł energii, z podaniem rodzaju odnawialnego źródła energii, ciepła odpadowego i ciepła pochodzącego z kogeneracji, w łącznej ilości ciepła dostarczonego do tego systemu ciepłowniczego w poprzednim roku kalendarzowym,
   b) wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej obliczonego na podstawie przepisów wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej,
   c) sumę końcowego zużycia energii cieplnej brutto, o której mowa w art. 2 pkt 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, wytworzonej przez wszystkich wytwórców ciepła w danym systemie ciepłowniczym wraz z ilością oraz udziałem ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego,
   d) nazwę oraz adres siedziby i miejsca prowadzenia działalności przedsiębiorstwa energetycznego,
   e) numer identyfikacji podatkowej (NIP) przedsiębiorstwa energetycznego i numery posiadanych przez to przedsiębiorstwo koncesji,
   f) dane dotyczące lokalizacji systemu ciepłowniczego, którego dotyczy sprawozdanie, liczby przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się w tym systemie przesyłaniem i dystrybucją ciepła zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego oraz liczby źródeł ciepła w tym systemie,

g) podpis osoby upoważnionej;

2) publikuje na swojej stronie internetowej informacje, o których mowa w pkt 1 lit. a–c.

6. Przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej przekazuje przedsiębiorstwu energetycznemu, do którego sieci jest przyłączone, informacje niezbędne do realizacji obowiązku, o którym mowa w ust. 5, w terminie do dnia 31 stycznia każdego roku za rok poprzedni.

7. Przepis ust. 6 stosuje się także do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła, którego sieć ciepłownicza jest przyłączona do innej sieci ciepłowniczej, w odniesieniu do ciepła przesyłanego z sieci tego przedsiębiorstwa do innej sieci.

8. Minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określi, w drodze rozporządzenia, wzór sprawozdania, o którym mowa w ust. 5 pkt 1, kierując się koniecznością ujednolicenia formy i sposobu jego przekazywania.”;

5) w art. 9c uchyla się ust. 12;

6) po art. 10c dodaje się art. 10d w brzmieniu:

„Art. 10d. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza ocenę potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych znajdujących się w obszarze jego działania, w zakresie:

1) świadczenia usług systemowych,

2) udostępniania instalacji zarządzania popytem,

3) magazynowania nadwyżek energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii

– na rzecz tego operatora.

2. W ramach oceny, o której mowa w ust. 1, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ocenia, czy wykorzystanie zidentyfikowanego potencjału systemu ciepłowniczego lub chłodniczego byłoby bardziej efektywne pod względem zasobów i kosztów niż wykorzystanie innych dostępnych rozwiązań alternatywnych.

3. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, których systemów ciepłowniczych lub chłodniczych dotyczy ocena potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, i przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła lub chłodu, których urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła lub chłodu wchodzą w skład systemów ciepłowniczych lub chłodniczych objętych tą oceną, przekazują operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego informacje niezbędne do sporządzenia tej oceny. Operator

systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wykorzystuje informacje z zachowaniem tajemnicy przedsiębiorstwa.

4. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza ocenę, o której mowa w ust. 1 co 4 lata, w terminie do dnia 30 czerwca roku następującego po tym okresie.

5. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje sporządzoną ocenę, o której mowa w ust. 1, operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego, Prezesowi URE oraz przedsiębiorstwom energetycznym, o których mowa w ust. 3.”;

7) w art. 11y:

a) w ust. 1 w pkt 8 wyrazy „art. w 11zb ust. 6” zastępuje się wyrazami „w art. 11zb ust. 6”,

b) w ust. 2 pkt 9 otrzymuje brzmienie:

„9) publikuje na swoich stronach internetowych informacje o wartości cen energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 7 i 8, począwszy od dnia 1 lipca 2022 r., przy czym wartość ceny, o której mowa w art. 4b ust. 6 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, jest publikowana do dnia 2 lipca 2025 r.”;

8) w art. 11zb w ust. 6 we wprowadzeniu do wyliczenia wyrazy „art. 4b ust. 1” zastępuje się wyrazami „art. 4b ust. 4 pkt 1 i 2”;

9) w art. 15a:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Rada Ministrów, w drodze uchwały, co 5 lat, przyjmuje politykę energetyczną państwa.”;

b) uchyla się ust. 2;

10) po art. 15a dodaje się art. 15ab w brzmieniu:

„Art. 15ab. 1. Minister właściwy do spraw energii, we współpracy z ministrem właściwym do spraw klimatu, opracowuje zintegrowany krajowy plan na rzecz energii i klimatu, o którym mowa w art. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia

rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 1, z późn. zm.), zwany dalej „krajowym planem”, oraz jego aktualizację i zintegrowane krajowe sprawozdanie z postępów w dziedzinie energii i klimatu.

2. Projekt krajowego planu, krajowy plan, projekt aktualizacji krajowego planu, aktualizację krajowego planu oraz zintegrowane krajowe sprawozdanie z postępów w dziedzinie energii i klimatu minister właściwy do spraw energii:

1) zamieszcza na swojej stronie podmiotowej Biuletynu Informacji Publicznej;

2) przekazuje Komisji Europejskiej.”;

11) w art. 23 w ust. 2w pkt 18a po wyrazach „energii elektrycznej” dodaje się wyrazy „oraz cen gazu ziemnego”;

12) w art. 45 w ust. 1 po pkt 1a dodaje się pkt 1b w brzmieniu:

„1b) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania jednostek wytwórczych będących instalacjami odnawialnego źródła energii, w których jest wytwarzane ciepło, oraz instalacji, w których jest zagospodarowywane ciepło odpadowe, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%;”;

13) w art. 47:

a) po ust. 1b dodaje się ust. 1c w brzmieniu:

„1c. Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł ciepła o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, które spełnia warunki określone w art. 7b ust. 3, nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.”,

b) po ust. 2f dodaje się ust. $2f^1$ w brzmieniu:

„$2f^1$. Przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f, opracowując taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6. Odstępując od tego sposobu kalkulacji, przy opracowywaniu kolejnych taryf dla ciepła, przedsiębiorstwo to nie stosuje sposobu kształtowania cen i stawek opłat, o którym mowa w ust. 2f.”;

14) w art. 56:

a) w ust. 1:

– po pkt 7a dodaje się pkt 7b w brzmieniu:

„7b) nie publikuje informacji lub nie przekazuje w określonym terminie sprawozdania, o którym mowa w art. 7b ust. 5 pkt 1;”,

– po pkt 30m dodaje się pkt 30ma w brzmieniu:

„30ma) nie przestrzega obowiązku przekazywania informacji rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii w postaci i w sposób określony w art. 11zb ust. 6.”,

– w pkt 54 kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się pkt 55 w brzmieniu:

„55) nie przekazuje Prezesowi URE w terminie informacji, o których mowa w art. 5 ust. 11a.”,

b) w ust. 2h w pkt 9 wyrazy „52–54” zastępuje się wyrazami „52–55”,

c) w ust. 3 w pkt 2 po wyrazie „7a” dodaje się wyraz „ , 7b”.

Art. 4. W ustawie z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (Dz. U. z 2023 r. poz. 344) w art. 6 w pkt 3 po wyrazach „w tym ich składowania” dodaje się wyrazy „lub ich wykorzystania w instalacji wytwarzającej biogaz w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. …);”.

Art. 5. W ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2022 r. poz. 2556 i 2687) w odnośniku nr 1 do ustawy w pkt 15 wyrazy „Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, z późn. zm.)” zastępuje się wyrazami „Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, z późn. zm.)”.

Art. 6. W ustawie z dnia 22 października 2004 r. o jednostkach doradztwa rolniczego (Dz. U. z 2020 r. poz. 721 oraz z 2023 r. poz. 412) po art. 11 dodaje się art. 11a w brzmieniu:

„Art. 11a. Jednostki doradztwa rolniczego, za zgodą ministra właściwego do spraw rozwoju wsi, mogą posiadać, obejmować lub nabywać udziały w spółdzielniach w rozumieniu art. 1 § 1 ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2021 r. poz. 648) oraz w spółdzielniach rolników w rozumieniu art. 4 ust. 1 ustawy z dnia

4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073), których przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub biogazu rolniczego, lub biometanu lub ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii, obrót nimi lub ich magazynowanie, dokonywane w ramach działalności prowadzonej wyłącznie na rzecz tej spółdzielni oraz jej członków. Przepisu art. 49 ust. 2 ustawy z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1634, z późn. zm.[6)]) nie stosuje się.”.

Art. 7. W ustawie z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków (Dz. U. z 2021 r. poz. 497 oraz z 2022 r. poz. 2206) w odnośniku nr 1 do ustawy w pkt 2 wyrazy „Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, z późn. zm.)” zastępuje się wyrazami „Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, z późn. zm.)”.

Art. 8. W ustawie z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073) w art. 6:

1) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Spółdzielnia rolników może prowadzić również działalność:

1) społeczną i oświatowo-kulturalną na rzecz swoich członków i ich środowiska;
2) jako obywatelska społeczność energetyczna, o której mowa w przepisach ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.[7)]);
3) w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub biogazu, lub biogazu rolniczego, lub biometanu, lub ciepła ze źródeł odnawialnych w instalacjach odnawialnego źródła energii, obrotu nimi lub ich magazynowania, dokonywanego w ramach działalności prowadzonej wyłącznie na rzecz tej spółdzielni oraz jej członków.”;

2) w ust. 4 po wyrazach „ust. 3” dodaje się wyrazy „pkt 1”.

Art. 9. W ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1050 i 2687) w art. 29:

---

6) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2022 r. poz. 1692, 1725, 1747, 1768, 1964 i 2414 oraz z 2023 r. poz. 412, 497 i 658.

7) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2022 r. poz. 1723, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295 i …

1) ust. 2 i 3 otrzymują brzmienie:

„2. Aukcje przeprowadza się w:

1) latach 2025, 2027, 2029 i 2031;

2) 2032 r. – w przypadku określonym w ust. 5;

3) latach innych niż wymienione w pkt 1 i 2, począwszy od 2033 r., w przypadku wydania przepisów na podstawie ust. 6.

3. Maksymalna łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w kolejnych latach kalendarzowych, wynosi w:

1) 2025 r. – 4 GW;

2) 2027 r. – 4 GW;

3) 2029 r. – 2 GW;

4) 2031 r. – 2 GW.”;

2) w ust. 5:

a) wyrazy „2027 r.” zastępuje się wyrazami „2031 r.”,

b) wyrazy „2028 r.” zastępuje się wyrazami „2032 r.”;

3) w ust. 7 wyrazy „2025 r. i 2027 r.” zastępuje się wyrazami „2025 r., 2027 r., 2029 r. i 2031 r.”.

Art. 10. W ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093, z późn. zm.[8)]) w art. 7 pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) w art. 4 ust. 2a otrzymuje brzmienie:

„2a. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, uzyskuje od operatora informacji rynku energii dane pomiarowe przekazane uprzednio do centralnego systemu informacji rynku energii przez właściwego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i podmioty odpowiedzialne za bilansowanie handlowe, obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej:

1) wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez prosumenta energii odnawialnej, rejestrowane przez liczniki zdalnego odczytu w rozumieniu art. 3 pkt 64 ustawy – Prawo energetyczne, przed sumarycznym bilansowaniem

---

8) Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2021 r. poz. 1505, 1642, 2269 i 2376 oraz z 2022 r. poz. 1, 1967 i 2243.

i po sumarycznym bilansowaniu ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej na wszystkich fazach instalacji elektrycznej;

2) wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez prosumenta zbiorowego energii odnawialnej przed sumarycznym bilansowaniem i po sumarycznym bilansowaniu ilości energii elektrycznej wytworzonej, rejestrowanej przez liczniki zdalnego odczytu w rozumieniu przepisów art. 3 pkt 64 ustawy – Prawo energetyczne, i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej na wszystkich fazach instalacji elektrycznej;

3) pobranej przez prosumenta wirtualnego energii elektrycznej oraz wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez instalację odnawialnego źródła energii prosumenta wirtualnego energii elektrycznej, wytworzonej w tej instalacji przez tego prosumenta, ustalonej w sposób, o którym mowa w art. 4 ust. 2 pkt 3 lit. b, na podstawie udziału prosumenta w wytwarzaniu energii odnawialnej w tej instalacji odnawialnego źródła energii i całkowitej ilości energii wytworzonej w odnawialnym źródle energii, o której mowa w art. 4 ust. 2 pkt 3 lit. b, przekazanej uprzednio do operatora informacji rynku energii przez podmioty odpowiedzialne za bilansowanie handlowe instalacji odnawialnego źródła energii, przed sumarycznym bilansowaniem i po sumarycznym bilansowaniu.”;”.

Art. 11. W ustawie z dnia 21 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 2376 oraz z 2022 r. poz. 467) w art. 5 w pkt 2 skreśla się wyrazy „i 10”.

Art. 12. Do postępowań dotyczących prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego lub energii elektrycznej z biogazu rolniczego, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie ustawy stosuje się art. 2 pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 13. Tworzy się rejestr wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu.

Art. 14. 1. Wytwórcy biogazu lub biometanu, którzy rozpoczęli prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie biogazu lub biometanu, polegającej na wytwarzaniu biogazu na

potrzeby wytwarzania biometanu lub na wytwarzaniu biometanu z biogazu przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, składają wniosek o wpis do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu w terminie dwóch miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

2. Do dnia rozpatrzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wniosku, o którym mowa w ust. 1, wytwórcy, o których mowa w ust. 1, mogą prowadzić działalność gospodarczą objętą tym wnioskiem na zasadach dotychczasowych.

Art. 15. 1. Tworzy się rejestr klastrów energii.

2. Członkowie klastrów energii oraz koordynatorzy klastrów energii, o których mowa w art. 2 pkt 15a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, mogą prowadzić działalność określoną w cywilnoprawnym porozumieniu, o którym mowa w art. 2 pkt 15a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, na zasadach określonych w tym porozumieniu.

Art. 16. Sprawozdanie, o którym mowa w art. 38ad ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, koordynator klastra energii składa po raz pierwszy w terminie do dnia 30 czerwca 2025 r., a sprawozdanie to obejmuje okres od dnia 2 lipca 2024 r. do dnia 31 grudnia 2024 r.

Art. 17. 1. Wytwórcy wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji, składają sprawozdanie, o którym mowa w art. 9 ust. 1 pkt 7 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, za pierwsze i drugie półrocze 2023 r., z wykorzystaniem wzoru sprawozdania określonego w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym.

2. Wytwórcy prowadzący działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu, polegającą na wytwarzaniu biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub na wytwarzaniu biometanu z biogazu składają sprawozdanie, o którym mowa w art. 9 ust. 1a pkt 6 ustawy zmienianej w art. 1, po raz pierwszy za pierwsze półrocze 2024 r.

3. Do opracowania zbiorczego raportu rocznego, o którym mowa w art. 17 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, za 2023 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki stosuje przepisy dotychczasowe.

Art. 18. Do wniosków, o których mowa w art. 10 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, złożonych i nierozpoznanych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym.

Art. 19. 1. Wytwórcy biometanu z biogazu rolniczego, którzy rozpoczęli prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, składają wniosek o wpis do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie biogazu rolniczego w terminie dwóch miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

2. Do dnia rozpatrzenia przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa wniosku, o którym mowa w ust. 1, wytwórcy, o których mowa w ust. 1, mogą prowadzić działalność gospodarczą objętą tym wnioskiem na zasadach dotychczasowych.

Art. 20. Do sprawozdań kwartalnych, o których mowa w art. 25 pkt 6 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, składanych za okresy do ostatniego kwartału 2023 r. włącznie, stosuje się przepisy dotychczasowe.

Art. 21. Sprawozdania kwartalne, o których mowa w art. 25 pkt 6 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, po raz pierwszy składa się za pierwszy kwartał 2024 r.

Art. 22. Do sprawozdań rocznych, o których mowa w art. 38m pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1, składanych za lata do 2023 r. włącznie, stosuje się przepisy dotychczasowe.

Art. 23. Sprawozdania roczne, o których mowa w art. 38m pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1, w zakresie obejmującym informacje, o których mowa w pkt 1 tego przepisu w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, składa się po raz pierwszy za 2024 r.

Art. 24. 1. Wytwórca w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, który przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy:

1) uzyskał potwierdzenie przyjęcia deklaracji o przystąpieniu do aukcji, o którym mowa w art. 71 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, albo
2) posiada ważne zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym

– i do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy nie wygrał aukcji, w celu potwierdzenia, że jego instalacja odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 129 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, spełnia co najmniej jeden z wymogów, o których mowa w tym przepisie, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, składa, pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, oświadczenie o następującej treści:

„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że spełniam wymóg, o którym mowa w art. 129 ust. 4 pkt … ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach

energii.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki sprawdza, czy instalacja odnawialnego źródła energii wytwórcy, o którym mowa w ust. 1, spełnia co najmniej jeden z wymogów, o których mowa w art. 129 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1.

3. W przypadku stwierdzenia, że instalacja odnawialnego źródła energii wytwórcy, o którym mowa w ust. 1, nie spełnia co najmniej jednego z wymogów, o których mowa w art. 129 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie zawiadamia go o konieczności potwierdzenia spełnienia co najmniej jednego z tych wymogów w terminie 30 dni od dnia otrzymania tego zawiadomienia.

4. Wytwórca, o którym mowa w ust. 1, potwierdza spełnienie wymogu wskazanego w oświadczeniu, o którym mowa w ust. 1, przedkładając Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki dokumenty potwierdzające spełnienie tego wymogu.

5. W przypadku gdy złożone przez wytwórcę dokumenty nie są wystarczające do potwierdzenia, czy instalacja odnawialnego źródła energii spełnia wymóg, o którym mowa w art. 129 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, wskazany w oświadczeniu, o którym mowa w ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wezwać tego wytwórcę do przedłożenia w wyznaczonym terminie dodatkowych dokumentów lub wyjaśnień.

6. W przypadku gdy wytwórca, o którym mowa w ust. 1, nie złożył oświadczenia, o którym mowa w ust. 1, w terminie określonym w tym przepisie albo nie złożył dokumentów, o których mowa w ust. 4 albo 5, w terminach określonych odpowiednio w ust. 3 albo 5, potwierdzenie przyjęcia deklaracji o przystąpieniu do aukcji albo zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o których mowa w ust. 1, wygasają z mocy prawa z upływem tych terminów.

7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie zawiadamia wytwórcę, o którym mowa w ust. 1, o:

1) stwierdzeniu, że instalacja odnawialnego źródła energii tego wytwórcy spełnia co najmniej jeden z wymogów, o których mowa w art. 129 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1;
2) wygaśnięciu potwierdzenia przyjęcia deklaracji o przystąpieniu do aukcji albo zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, o których mowa w ust. 1.

8. Do dnia zakończenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki sprawdzenia na podstawie ust. 2–7 spełnienia co najmniej jednego z wymogów, o których mowa w art. 129 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, wytwórca, o którym mowa w ust. 1, nie może złożyć oferty w aukcji, o której mowa w art. 79 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1.

Art. 25. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dostosowuje internetową platformę aukcyjną, o której mowa w art. 78 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1, w celu umożliwienia składania za jej pośrednictwem deklaracji, o których mowa w art. 83m ust. 1 tej ustawy, w terminie do dnia 30 czerwca 2024 r.

2. Do dnia 30 czerwca 2024 r. deklaracje, o których mowa w art. 83m ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, mogą być składane w postaci papierowej.

Art. 26. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki po raz pierwszy przekazuje informację, o której mowa w art. 131 ust. 3 pkt 1a i 1b ustawy zmienianej w art. 1, za okres pierwszego kwartału 2024 r.

Art. 27. Pierwsze sprawozdanie, o którym mowa w art. 160d ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, minister właściwy do spraw klimatu sporządza za rok, w którym utworzono krajowy punkt kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii, o którym mowa w art. 160a ust. 1 tej ustawy.

Art. 28. Pierwszego przeglądu i przedłożenia Sejmowi informacji, o których mowa w art. 217 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, Rada Ministrów dokona w terminie do dnia 31 grudnia 2025 r.

Art. 29. Minister właściwy do spraw klimatu przeprowadza po raz pierwszy analizę, o której mowa w art. 83g ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, w terminie do dnia 31 sierpnia 2026 r.

Art. 30. Polskie Centrum Akredytacji po raz pierwszy:

1) opracowuje szczegółowy program akredytacji jednostek, o których mowa w art. 121 ust. 2 pkt 1 lit. b ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie do dnia 1 stycznia 2024 r.;
2) przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informację, o której mowa w art. 121 ust. 11 pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1, niezwłocznie po uzyskaniu akredytacji przez pierwszą jednostkę akredytowaną.

Art. 31. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki informuje podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1, o planowanej dacie złożenia wniosku o przystąpienie do stowarzyszenia Association of Issuing Bodies.

2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki i podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1, zawierają porozumienie, o którym mowa w art. 123 ust. 8 tej ustawy, w terminie 2 miesięcy od dnia przekazania informacji, o której mowa w ust. 1.

Art. 32. Podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 124 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą:

1) publikuje roczny bilans gwarancji pochodzenia przeniesionych do rejestrów gwarancji pochodzenia w państwach innych niż Rzeczpospolita Polska, a także gwarancji pochodzenia uznanych na podstawie art. 123 ust. 1 tej ustawy, oraz roczny bilans umorzonych gwarancji pochodzenia – po raz pierwszy za 2024 r.;
2) opracowuje i publikuje informację o rocznym miksie resztkowym, o którym mowa w art. 125a ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 – po raz pierwszy za 2024 r.

Art. 33. Do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy dotyczących wydania decyzji o pozwoleniu na budowę stosuje się przepisy art. 29 ust. 4 pkt 3 lit. c ustawy zmienianej w art. 2 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą. Postępowania w sprawie wydania pozwolenia na budowę dla pomp ciepła, wolnostojących kolektorów słonecznych oraz urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 150 kW wszczęte i niezakończone przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy umarza się.

Art. 34. Wytwórca w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, który przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy zawarł umowę sprzedaży energii z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 5 ust. 2c ustawy zmienianej w art. 3, przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacje, o których mowa w art. 5 ust. 11a ustawy zmienianej w art. 3, w terminie 45 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 35. 1. Na potrzeby stosowania art. 7b ustawy zmienianej w art. 3 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą oraz art. 116 ust. 2b ustawy zmienianej w art. 1, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła uzgadnia z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki plan rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy zmienianej w art. 3, w części przewidującej, że system ciepłowniczy przedsiębiorstwa energetycznego będzie spełniał w terminie do dnia 31 grudnia 2025 r. warunki dotyczące efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego określone w art. 7b ust. 4 ustawy zmienianej w art. 3.

2. Uzgodnienie, o którym mowa w ust. 1, następuje na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła złożony do Prezesa

Urzędu Regulacji Energetyki w terminie 1 roku od dnia wejścia w życie ustawy. Do wniosku załącza się:

1) informacje dotyczące planowanych przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy nowych źródeł ciepła, w tym źródeł stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii;
2) informacje dotyczące planowanej konwersji źródeł ciepła na jednostki wytwórcze będące jednostkami kogeneracji;
3) informacje dotyczące przewidywanego sposobu finansowania inwestycji;
4) niezbędne dokumenty potwierdzające techniczną i ekonomiczną możliwość dokonania planowanych inwestycji;
5) harmonogram realizacji planowanych inwestycji;
6) inne dokumenty potwierdzające, że system ciepłowniczy będzie spełniał w terminie do dnia 31 grudnia 2025 r. warunki efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, określone w art. 7b ust. 4 ustawy zmienianej w art. 3.

3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie miesiąca od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, może wezwać przedsiębiorstwo energetyczne, które złożyło ten wniosek, do uzupełnienia podlegającej uzgodnieniu części planu rozwoju w sposób zapewniający jego zgodność z wymaganiami określonymi w art. 16 ustawy zmienianej w art. 3 lub do złożenia dodatkowych wyjaśnień w zakresie przyjętych założeń dotyczących spełniania do dnia 31 grudnia 2025 r. warunków uznania systemu ciepłowniczego tego przedsiębiorstwa za efektywny energetycznie system ciepłowniczy.

4. Wniosek złożony po terminie, o którym mowa w ust. 2, lub nieuzupełniony w terminie, o którym mowa w ust. 3, pozostawia się bez rozpoznania.

5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawia uzgodnienia planu rozwoju w przypadku niezgodności planu rozwoju z obowiązującymi przepisami prawa lub gdy załączone przez przedsiębiorstwo energetyczne dokumenty nie potwierdzają możliwości technicznej lub ekonomicznej spełnienia w terminie do dnia 31 grudnia 2025 r. warunków uznania systemu ciepłowniczego za efektywny energetycznie system ciepłowniczy.

6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uzgadnia lub odmawia uzgodnienia planu, o którym mowa w ust. 1, w formie decyzji, w terminie miesiąca od dnia złożenia wniosku albo od dnia dokonania uzupełnienia lub złożenia dodatkowych wyjaśnień, o których mowa w ust. 3.

7. Zmianę uzgodnionego planu rozwoju w zakresie planowanego spełnienia przez system ciepłowniczy warunków uznania go za efektywny energetycznie system ciepłowniczy, uznaje się za uzgodnioną, jeżeli Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w terminie 30 dni od dnia

otrzymania pisemnej informacji od przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w ust. 1, nie wyrazi sprzeciwu na dokonanie takiej zmiany.

Art. 36. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła w danej sieci ciepłowniczej przekazuje po raz pierwszy Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki i ministrowi właściwemu do spraw energii sprawozdanie oraz publikuje po raz pierwszy informację, o których mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 3, w terminie do dnia 29 lutego 2024 r.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej przekazuje po raz pierwszy przedsiębiorstwu energetycznemu, do którego sieci jest przyłączone, informacje niezbędne do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 3, w terminie do dnia 31 stycznia 2024 r.

Art. 37. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza po raz pierwszy ocenę potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych znajdujących się w obszarze jego działania, o której mowa w art. 10d ust. 1 ustawy zmienianej w art. 3, w terminie do dnia 30 czerwca 2025 r.

Art. 38. Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 oraz zintegrowane krajowe sprawozdanie z postępów w dziedzinie energii i klimatu przyjęte przed dniem wejścia w życia niniejszej ustawy stanowią odpowiednio zintegrowany krajowy plan na rzecz energii i klimatu oraz zintegrowane krajowe sprawozdanie z postępów w dziedzinie energii i klimatu, o których mowa w art. 15ab ustawy zmienianej w art. 3.

Art. 39. Do inwestycji w zakresie budowy i utrzymania publicznych urządzeń służących do wykorzystania odpadów w instalacji wytwarzającej biogaz w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1 rozpoczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy dotychczasowe.

Art. 40. Uznaje się, że spółdzielnia w rozumieniu art. 1 § 1 ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze oraz spółdzielnia rolników w rozumieniu art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników, których przedmiotem działalności jest lub będzie wytwarzanie energii elektrycznej, spełniają warunek w zakresie pokrycia w ciągu roku potrzeb własnych spółdzielni energetycznej, o którym mowa w art. 38e ust. 1 pkt 3 lit. a ustawy zmienianej w art. 1, jeżeli do dnia 31 grudnia 2025 r. złożą wniosek, o którym mowa w art. 38g ustawy zmienianej w art. 1, a sprawność wytwarzania energii elektrycznej wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii umożliwi pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40%

potrzeb własnych danej spółdzielni i jej członków albo danej spółdzielni rolników i jej członków.

Art. 41. Spółdzielnia energetyczna, której dane zostały zamieszczone w wykazie, o którym mowa w art. 38f ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stanowi spółdzielnię energetyczną w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 42. Spółdzielnia energetyczna, której dane zostały zamieszczone w wykazie, o którym mowa w art. 38f ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy:

1) dokonuje aktualizacji danych w zakresie liczby punktów poboru energii, punktów przyłączenia gazowego, węzła ciepłowniczego lub miejsc wytwarzania oraz zużycia biogazu;
2) wskazuje sprzedawcę energii, z którym współpracuje lub zamierza współpracować.

Art. 43. Do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy dotyczących wydania warunków przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii do sieci stosuje się przepisy art. 7 ust. 3da oraz $8d^{14}$–$8d^{16}$ ustawy zmienianej w art. 3.

Art. 44. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie:

1) art. 9 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym zachowują moc do dnia 1 stycznia 2024 r. i mogą być zmieniane w granicach określonych w art. 9 ust. 2 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą;
2) art. 38c ust. 14 ustawy zmienianej w art. 1 zachowują moc do dnia wejścia w życie nowych przepisów wydanych na podstawie art. 38c ust. 14 ustawy zmienianej w art. 1 i mogą być zmieniane;
3) art. 60 ustawy zmienianej w art. 1 zachowują moc przez okres, na jaki zostały wydane;
4) art. 61 i art. 77 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wydanych odpowiednio na podstawie art. 61 i art. 77 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie dłużej jednak niż 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy;
5) art. 116 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 116 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie dłużej jednak niż przez 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, i mogą być zmieniane w granicach

określonych w art. 116 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą;

6) art. 184h ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym zachowują moc przez okres, na jaki zostały wydane, albo do dnia wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 184h ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, i mogą być zmieniane na podstawie art. 184h ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 45. Przepisów:

1) art. 70b ust. 16 i art. 74 ust. 7 ustawy zmienianej w art. 1 oraz art. 29 ustawy zmienianej w art. 9 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą,
2) art. 70h ust. 1, art. 83b ust. 1 i art. 184k ust. 1 pkt 1–3

– nie stosuje się do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany w tych przepisach nie stanowią nowej pomocy publicznej.

Art. 46. 1. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań wynikających z niniejszej ustawy wynosi dla ministra właściwego do spraw klimatu:

1) 2024 r. – 0,00 zł;
2) 2025 r. – 0,00 zł;
3) 2026 r. – 0,00 zł;
4) 2027 r. – 1 264 962,00 zł;
5) 2028 r. – 1 264 962,00 zł;
6) 2029 r. – 1 202 353,00 zł;
7) 2030 r. – 0,00 zł;
8) 2031 r. – 0,00 zł;
9) 2032 r. – 0,00 zł;
10) 2033 r. – 0,00 zł.

2. Minister właściwy do spraw klimatu monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizmy korygujące, o których mowa w ust. 3.

3. W przypadku przekroczenia lub zagrożenia przekroczenia przyjętego na dany rok budżetowy maksymalnego limitu wydatków określonego w ust. 1 oraz w przypadku, gdy wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej

niż 65% limitu wydatków przewidzianych na dany rok, minister właściwy do spraw klimatu stosuje mechanizm korygujący polegający na obniżeniu kosztów realizacji zadań, o których mowa w ust. 1.

4. W przypadku gdy wielkość wydatków w poszczególnych miesiącach jest zgodna z planem finansowym, przepisu ust. 3 nie stosuje się.

Art. 47. Ustawa wchodzi w życie pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie miesiąca od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem:

1) art. 1 pkt 3 lit. h, pkt 30, pkt 31 w zakresie dodawanych art. 38aa–38ac, art. 38ae i art. 38af, oraz art. 1 pkt 48 lit. a, pkt 98–106, pkt 113 lit. a w zakresie dodawanego pkt 1b i lit. d, pkt 120, a także art. 15 i art. 31, które wchodzą w życie z dniem 1 stycznia 2024 r;
2) art. 10, który wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2024 r.;
3) art. 1:
   a) pkt 31 w zakresie dodawanego art. 38ad,
   b) pkt 41,
   c) pkt 53 lit. b w zakresie, w jakim dotyczy prosumenta wirtualnego energii odnawialnej,
   d) pkt 127 lit. l,
   e) pkt 128,
   f) pkt 129 lit. f w zakresie dodawanego ust. 7 pkt 3,
   g) pkt 132 w zakresie dodawanych art. 184k–184m

   – które wchodzą w życie z dniem 2 lipca 2024 r.;
4) art. 1:
   a) pkt 63 lit. b i lit. c w zakresie dodawanego pkt 4a,
   b) pkt 69, 81 i 82,
   c) pkt 85, 87 i pkt 88 lit. a – w zakresie dodawanych w tych przepisach wyrazów „art. 70h ust. 3 pkt 6” i wyrazów „art. 83h ust. 3 pkt 6 i 7”,
   d) pkt 86 w zakresie, w jakim dotyczy wytwórcy, który uzyskał wsparcie, o którym mowa w art. 70g–70j ustawy zmienianej w art. 1, albo wygrał aukcję na wsparcie operacyjne,
   e) pkt 90 lit. f tiret drugie w zakresie, w jakim dotyczy aukcji na wsparcie operacyjne i wsparcia, o którym mowa art. 70g–70j ustawy zmienianej w art. 1,
   f) pkt 91 lit. b, d, f i g – w zakresie, w jakim dotyczą aukcji na wsparcie operacyjne i wsparcia, o którym mowa art. 70g–70j ustawy zmienianej w art. 1,

g) pkt 92, 93, pkt 127 lit. h i pkt 129 lit. e – w zakresie, w jakim dotyczą wytwórcy, który uzyskał wsparcie, o którym mowa w art. 70g–70j ustawy zmienianej w art. 1, albo wygrał aukcję na wsparcie operacyjne

– które wchodzą w życie z dniem 1 lipca 2025 r.

UZASADNIENIE

Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99) obejmuje w szczególności propozycje przepisów implementujących do polskiego porządku prawnego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, z późn. zm.), zwaną dalej „dyrektywą 2018/2001", „REDII" lub „dyrektywą".

W projekcie proponuje się wprowadzenie zmian w następujących obszarach:

1. Biometan
2. Klastry energii
3. Transpozycja REDII w następujących obszarach:

3.1. Ciepłownictwo i chłodnictwo (art. 23–24 REDII)

3.2. Gwarancje pochodzenia (art. 19 REDII)

3.3. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE (art. 16 REDII)

3.4. Procedury administracyjne (art. 15–16 REDII)

4. Wdrożenie systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego

4.1. Modernizacja instalacji odnawialnych źródeł energii

4.2. Wsparcie operacyjne dla instalacji OZE, którym upływa 15-letni system wsparcia

5. Hybrydowe instalacje OZE
6. Inne przepisy

Z uwagi na szeroki zakres regulacji unijnej projekt nie stanowi całościowego wdrożenia dyrektywy 2018/2001. Niektóre przepisy wdrażające przedmiotową dyrektywę, w szczególności dotyczące kryteriów zrównoważonego rozwoju dla biomasy, a także dotyczące sektora transportowego, procedowane są w ramach projektu ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw – nr UC110 w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów.

1. Biometan

Cel i potrzeba wprowadzenia przepisów w zakresie biometanu

Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o *odnawialnych źródłach energii* (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.), zwana dalej „ustawą" lub „ustawą OZE", określa m.in. zasady działania

podmiotów oraz mechanizmy wsparcia wytwarzania energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii, jak również biogazu rolniczego i biopłynów. Dotychczasowe doświadczenia zebrane w trakcie obowiązywania ustawy, ambitna polityka unijna, w tym cele wyznaczone państwom członkowskim Unii Europejskiej w Europejskim Zielonym Ładzie oraz konieczność implementacji przepisów REDII, wskazują na zasadność rozwoju nowego kierunku wykorzystywania biogazu oraz biogazu rolniczego, jakim jest produkcja biometanu, oraz wzmocnienia roli, jaką w systemie energetycznym pełnią klastry energii, w kontekście ich przyszłej roli w tym sektorze.

Celem projektu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację obowiązków wynikających z REDII w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się również do pełniejszej realizacji dyrektywy REDII w obszarze celów odnawialnych źródeł energii, dalej jako „OZE", dla sektora transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych, jak również promocji wykorzystania biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców wymienionych w część A w załączniku IX do REDII.

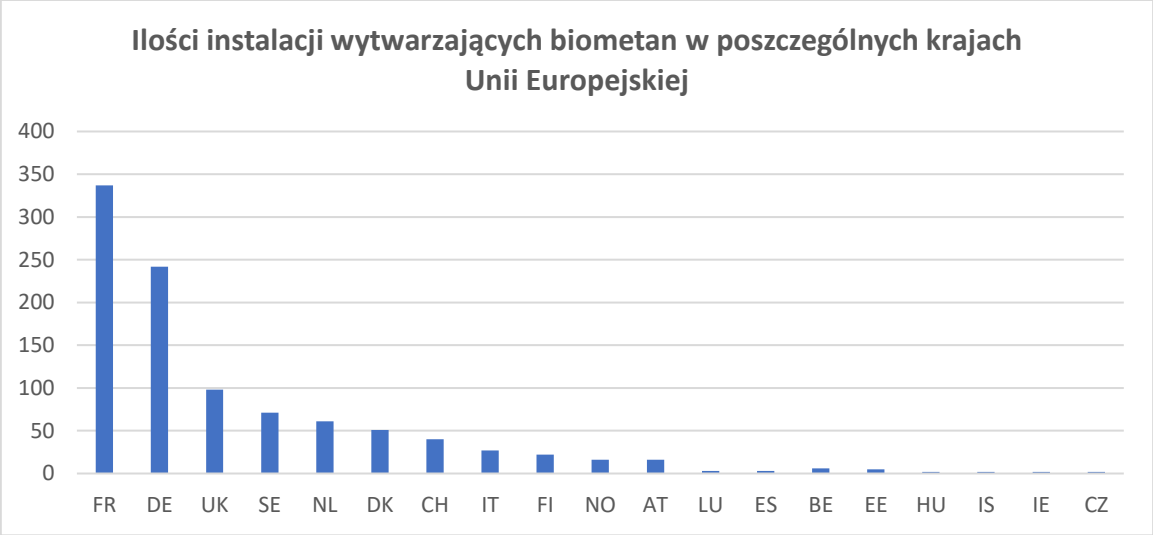
Zgodnie z art. 25 ust. 1 REDII wkład tzw. zaawansowanych biopaliw i biogazu wyprodukowanych z surowców wymienionych w ww. załączniku jako udział w końcowym zużyciu energii w sektorze transportu miał wynieść co najmniej 0,2% w 2022 r., co najmniej 1,0% w 2025 r. oraz co najmniej 3,5% w 2030 r. Aktualnie biometan jest jedynym rodzajem paliwa gazowego, które daje realną szansę wykonania istotnej części tego celu w warunkach krajowych.

Zgodnie z przyjętą przez Radę Ministrów w dniu 2 lutego 2021 r. Polityką energetyczną Polski do 2040 r. (dalej: „PEP2040"), w planowanej perspektywie, krajowe zużycie gazu ziemnego będzie sukcesywnie wzrastać z obecnych prawie 18 mld m^3, podczas gdy wydobycie pokrywa jedynie ok. 22% zapotrzebowania na to paliwo. Jednocześnie potencjał wytwarzania biogazu (w tym również biometanu) w oparciu o krajowe surowce jest relatywnie duży, np. potencjał energetyczny samego sektora rolno-spożywczego w zakresie produkcji biogazu rolniczego szacuje się na ponad 7,8 mld m^3 rocznie („Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030"). Natomiast według szacunku spółki PGNiG S.A., krajowy potencjał wytwarzania biometanu wynosi ok. 7 mld m^3 ogółem.

W poszczególnych państwach członkowskich Unii Europejskiej istnieją duże różnice w zakresie rozwoju i wykorzystania biogazu oraz biometanu, co jest przede wszystkim

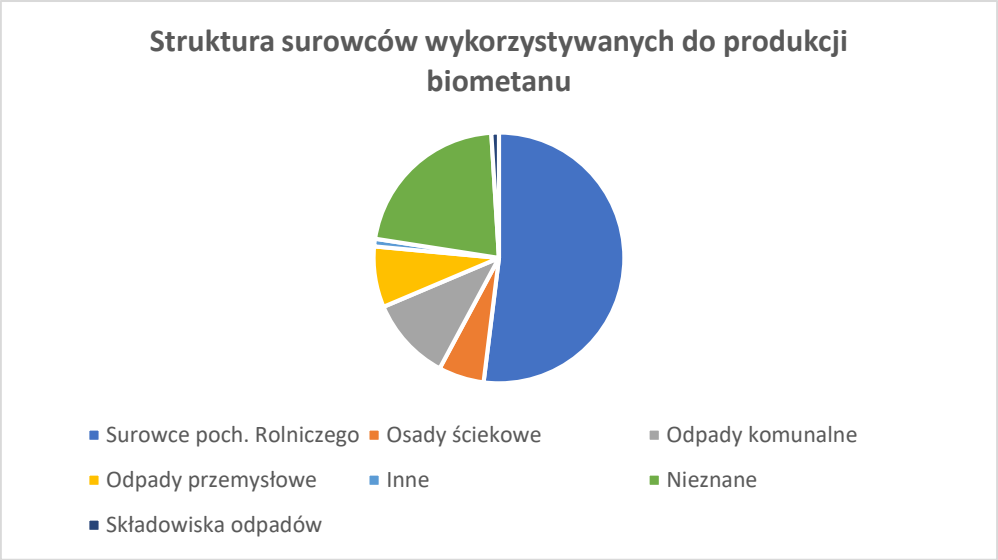
wynikiem zastosowania zróżnicowanych krajowych strategii oraz – co szczególnie istotne w przypadku biometanu – struktury funkcjonującej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej gazu.

Aktualnie w Europie funkcjonuje nieco ponad tysiąc instalacji oczyszczających biogaz do jakości biometanu (na podstawie: *Annual Statistical Report of the European Biogas Association, 2020),* z których większość jest przyłączona do sieci gazowych. Liderem wykorzystania biometanu w Unii Europejskiej jest Francja, gdzie pracuje 337 instalacji do wytwarzania biometanu, oraz Niemcy z 242 biometanowniami. Biometan jest wytwarzany w 18 krajach, przy czym w znaczących ilościach także w Wielkiej Brytanii (98) oraz Szwecji (71).



Źródło: Europejskie Stowarzyszenie Biogazu EBA.

Biometan, stanowiący oczyszczony biogaz, może być produkowany z wykorzystaniem różnorodnych substratów. Do najczęściej wykorzystywanych należą: rośliny energetyczne, pozostałości roślinne i rolnicze (w tym obornik), odpady i osady ściekowe, pozostałości przemysłu rolno-spożywczego i frakcja bioodpadów komunalnych. Produkcja biometanu pozwala zatem zmierzyć się nie tylko z wyzwaniem zagospodarowania odpadów czy pozostałości z poszczególnych gałęzi gospodarek, lecz także aktywnie wpływa na uniknięcie emisji gazów cieplarnianych pochodzących ze składowisk odpadów. Odpady te dla biogazowni stają się surowcem do produkcji biogazu. Poniższy wykres przedstawia analizę unijnego rynku substratów wykorzystywanych do produkcji biometanu.



Źródło: Europejskie Stowarzyszenie Biogazu EBA.

Istotną zaletą wykorzystywania biometanu jest różnorodność, jaką daje to paliwo gazowe w kontekście jego zastosowania końcowego. Biometan może być przesyłany zarówno sieciami dystrybucyjnymi gazowymi, jak również transportowany w postaci skroplonej za pomocą specjalnie do tego celu przystosowanych pojazdów – butlowozów. Jest to szczególnie istotne w przypadku terenów, które są niezgazyfikowane. W Polsce, mimo postępujących prac w zakresie rozbudowy sieci dystrybucyjnych, to nadal znacząca część kraju.

Powyższa, skrócona analiza rynku unijnego wyraźnie wskazuje, że warto rozważyć biometan jako jeden z kierunków wykorzystania biogazu jako źródła zielonego gazu i alternatywę dla uzależnienia od dostaw gazu ziemnego. Jednocześnie w Polsce, mimo prężnego rozwijania się tego sektora wśród krajów sąsiedzkich, nie powstała dotychczas żadna instalacja wytwarzania biometanu. Mając na uwadze wypełnienie zobowiązań unijnych zawartych w polityce energetyczno-klimatycznej, a przede wszystkim konieczność zapewnienia stabilności i bezpieczeństwa dostaw energii i gazu, dążenie do uniezależnienia kraju od dostaw zewnętrznych surowców energetycznych oraz w związku z planowanym wzrostem zapotrzebowania na gaz w wyniku postępującej gazyfikacji kraju, zasadne jest uruchomienie segmentu oczyszczania biogazu do jakości pozwalającej na zatłaczanie do sieci dystrybucyjnej (lub przesyłowej), tj. biometanu.

Zmiany wprowadzone w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii

Wprowadzenie definicji biometanu oraz doprecyzowanie definicji biogazu rolniczego

W związku z potrzebą uruchomienia rynku biometanu, istnieje, m.in., konieczność wprowadzenia do ustawy definicji biometanu obejmującej gaz uzyskany z biogazu, biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego, którego parametry jakościowe będą określone w odrębnych przepisach właściwych dla końcowego wykorzystania tego paliwa gazowego lub przyjętego sposobu transportu – projekt ustawy w tym zakresie wskazuje zarówno możliwość wprowadzenia do sieci gazowych, jak również (coraz powszechniej stosowany) transport środkami transportu innymi niż sieci gazowe oraz bezpośrednie wykorzystanie do tankowania pojazdów silnikowych, bez konieczności transportu biometanu z miejsca jego wytworzenia. Ponadto, aby biometan mógł być wprowadzany do sieci dystrybucyjnych lub przesyłowych gazu ziemnego, będzie musiał spełniać wymagania jakościowe określone w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne".

Jednocześnie, w konsekwencji pojawienia się nowej definicji, uaktualnienia wymagały pojęcia: biogaz, dedykowana instalacja spalania biomasy, instalacja odnawialnego źródła energii, odnawialne źródło energii, paliwo pomocnicze, spółdzielnia energetyczna, wytwórca oraz stała cena zakupu.

Doprecyzowaniu uległa również definicja biogazu rolniczego, z uwagi na pojawiające się wątpliwości interpretacyjne. W dniu 17 maja 2022 r. ukazało się prawomocne orzeczenie Naczelnego Sądu Administracyjnego (NSA), który w trzyosobowym składzie rozstrzygał kwestie sporu kompetencyjnego między dwoma organami administracji. W ww. postanowieniu NSA dokonał m.in. wykładni terminu „biogaz rolniczy" określonego w art. 2 ust. 2 ustawy OZE, kwestionując możliwość stosowania w ramach ww. definicji odpadów z przetwórstwa żywności, które to według stanowiska zaprezentowanego przez NSA nie znajdują się w katalogu surowców służących do wytwarzania biogazu rolniczego.

Jednocześnie należy mieć na uwadze, że zakwestionowane surowce mieszczące się we wskazanej powyżej grupie odpadów były i są wykorzystywane przez wytwórców biogazu, a przedsiębiorcy je stosujący uzyskiwali od organów administracji odpowiedzialnych za nadzór nad prowadzeniem działalności gospodarczej w zakresie biogazu rolniczego potwierdzenie, zgodnie z którym ich wykorzystanie w biogazowni rolniczej mieści się w katalogu dostępnych

surowców do produkcji biogazu rolniczego. Dotyczy to w szczególności surowców o kodach odpadu: 02 06 80, 16 03 06, 19 08 14, 16 03 06, 16 03 80, 19 08 14 oraz 19 08 01.

Tym samym postanowienie NSA powoduje ryzyko destabilizacji funkcjonowania całego sektora biogazu rolniczego w Polsce, nie tylko z uwagi na zasadność wszczęcia procedury wykreślenia z rejestru wytwórców biogazu rolniczego prowadzonego przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa (KOWR), ale również stanowi podstawę do zakwestionowania szeregu decyzji administracyjnych wydawanych dla instalacji spełniającej kryteria biogazowni rolniczej.

Jednocześnie wprowadzony został przepis przejściowy, zgodnie z którym treść definicji pojęcia „biogaz rolniczy" zaproponowaną w projekcie ustawy należy stosować do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie projektu ustawy. Takie podejście jest zgodne z pierwotną intencją ustawodawcy, zgodnie z którą zakwestionowane w postanowieniu NSA surowce mieszczą się w kategorii biogazu rolniczego – czego wyrazem były wspomniane powyżej stanowiska organów administracji.

Określenie zasad wykonywania działalności w zakresie wytwarzania biometanu

Utworzenie rejestru wytwórców biogazu

W rozdziale 2 ustawy rozbudowano przepisy określające zasady i warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji oraz małej instalacji, z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego lub z biopłynów, o działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu wytworzonego na potrzeby wytwarzania biometanu lub działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu.

Wytwarzanie biogazu lub wytwarzanie biometanu z biogazu będzie działalnością regulowaną i będzie wymagać wpisu do jawnego rejestru wytwórców biogazu prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE), na wniosek złożony przez wytwórcę. Szczegółowe dane, jakie powinien zawierać wniosek jak również obowiązki, które w związku z wpisem do ww. rejestru ciążą na wytwórcy, określono w przepisach projektu ustawy.

Ponadto, w celu doprecyzowania zakresu działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu, w projekcie ustawy wskazano, że (1) w zakres regulacji obejmującej obowiązek wpisu do rejestru wytwórców biogazu wchodzi jedynie działalność gospodarcza polegająca na wytwarzaniu biogazu w celu jego wykorzystania na potrzeby wytwarzania biometanu w osobnej instalacji lub wytwarzania biometanu z biogazu, że (2) działalność

gospodarcza w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu obejmuje również wytwarzanie biometanu z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego oraz, że (3) wpis do rejestru wytwórców biogazu nie obejmuje prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub na wytwarzaniu biometanu z biogazu rolniczego.

Co więcej, na wytwórcę prowadzącego działalność gospodarczą we wskazanym wyżej zakresie, nałożono obowiązek:

1) posiadania tytułu prawnego do obiektów budowlanych oraz instalacji, w której będzie wytwarzany biogaz na potrzeby wytwarzania biometanu lub będzie wytwarzany biometan z biogazu;
2) dysponowania urządzeniami służącymi prowadzeniu działalności oraz odpowiednimi instalacjami i obiektami spełniającymi wymagania w zakresie ochrony przeciwpożarowej, sanitarnej i ochrony środowiska umożliwiającymi prawidłowe wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu;
3) niewykorzystywania do produkcji biometanu z biogazu lub biometanu paliw kopalnych, jak również biomasy, biogazu i biopłynów zanieczyszczonych substancjami niebędącymi biomasą, biogazem lub biopłynami mającymi zwiększyć ich wartość opałową;
4) prowadzenia stosownej dokumentacji dotyczącej:
    - ilości biogazu wytworzonego na potrzeby wytwarzania biometanu, z wyszczególnieniem ilości:
        - biometanu wytworzonego z biogazu,
        - biogazu sprzedanego na potrzeby wytwarzania biometanu,
        - biogazu wykorzystanego w inny sposób,
    - ilości biometanu wytworzonego z biogazu, z wyszczególnieniem ilości biometanu:
        - wprowadzonego do sieci gazowej,
        - transportowanego w postaci sprężonej lub skroplonej środkami transportu innymi niż sieci gazowe,
        - wykorzystanego do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu,

- sprzedanego w celu wykorzystania go do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2022 r. poz. 403, z późn. zm.), wraz ze wskazaniem udziału surowców wymienionych w załączniku nr 1 w części A do tej ustawy zużytych do jego wytworzenia,

o ilości surowców zużytych do wytworzenia biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu i do wytworzenia biometanu z biogazu oraz rodzaju tych surowców;

5) posiadania dokumentacji potwierdzającej, w zależności od rodzaju wykonywanej działalności, datę wytworzenia po raz pierwszy biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytworzenia biometanu z biogazu w danej instalacji odnawialnego źródła energii lub datę ich wytworzenia po raz pierwszy po zakończeniu modernizacji tej instalacji oraz datę zakończenia modernizacji tej instalacji;
6) sprawozdawania Prezesowi URE szczegółowych informacji dotyczących ilości i wykorzystania wytworzonego biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu oraz informacji dotyczących wytworzenia biogazu na potrzeby wytworzenia biometanu lub biometanu po raz pierwszy lub po modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii (OZE).

Pozostałe kwestie dotyczące funkcjonowania rejestru wytwórców biogazu, w tym zasad składania wniosku o wpis do rejestru, prowadzenia rejestru, terminy dokonywania wpisu do rejestru, zmian oraz odmowy dokonania wpisu, przesłanki wydania zakazu wykonywania danej działalności oraz okoliczności wykreślenia z rejestru wytwórców, będą regulowane przez uzupełnione w tym celu przepisy dotyczące rejestru wytwórców energii w małej instalacji.

W zakresie art. 13 ustawy, regulującego kwestie przypadków odmowy dokonania wpisu w odpowiednim rejestrze, dokonano:

1) doprecyzowania dotychczasowych pkt 1 i 2 w zakresie uwzględnienia wniosków składanych przez wytwórców biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu;
2) rozszerzono katalog przypadków, wprowadzając pkt 3, zgodnie z którym Prezes URE może dokonać odmowy udzielenia wpisu, jeżeli podmiot wnioskujący o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub rejestru wytwórców biogazu nie spełnia warunków określonych w wyliczonych przepisach. Projekt ustawy wprowadza odpowiednie przepisy przejściowe przewidujące zachowanie w mocy dotychczasowych przepisów wydanych na podstawie art. 9 ust. 2 ustawy oraz

precyzujące kwestie terminów składania po raz pierwszy sprawozdań półrocznych wytwórców biogazu wytwarzanego na potrzeby biometanu lub biometanu, o których mowa w art. 9 ust. 1a pkt 5 ustawy.

W celu ograniczenia procedur administracyjnych uchylono w art. 10 ust. 5 ustawy stanowiący delegację do wydania przez ministra właściwego do spraw klimatu, w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki, rozporządzenia, określającego wzór wniosku o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji. Jednocześnie wprowadzono w art. 10 ustawy nowy ustęp 6, na podstawie którego wzory wniosku o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji oraz wniosku o wpis do rejestru wytwórców biogazu opracowuje i udostępnia Prezes URE na stronie internetowej URE. Ponadto, rozszerzono obowiązek przygotowania zbiorczego raportu rocznego Prezesa URE o informacje dotyczące działalności polegającej na wytwarzaniu biogazu na potrzeby biometanu lub wytwarzania biometanu.

Projekt ustawy nie wymaga wprowadzenia przepisów przejściowych dla spraw wszczętych i niezakończonych przed terminem wejścia w życie przepisów ustawy.

Rozszerzenie zakresu rejestru przedmiotowego wytwórców biogazu rolniczego

W rozdziale 3 ustawy, określającym zasady i warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego lub biopłynów oraz wytwarzania biogazu rolniczego, rozszerzono dotychczasowe przepisy o regulacje w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego.

Projekt ustawy wprowadza przepisy, na podstawie których działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego będzie stanowić działalność regulowaną i będzie wymagać wpisu do jawnego rejestru wytwórców biogazu rolniczego, prowadzonego przez Dyrektora Generalnego KOWR. W związku z powyższym obowiązki wytwórcy prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie biogazu rolniczego rozszerzono (poza obecnie obowiązującymi) o obowiązek prowadzenia dokumentacji dotyczącej:

1) ilości wytworzonego biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem ilości biogazu rolniczego wykorzystanego do wytworzenia energii elektrycznej, biometanu, sprzedanej lub wykorzystanej w inny sposób;
2) ilości energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem ilości sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu lub innemu odbiorcy, wykorzystanego na potrzeby produkcji biogazu rolniczego lub wykorzystanej w inny sposób;

3) ilości wytworzonego biometanu z biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem ilości sprzedanej (wraz ze wskazaniem danych podmiotu, który zakupił biometan z biogazu rolniczego) oraz ilości biometanu wykorzystanej w inny sposób.

Pozostałe kwestie dotyczące wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego będą regulować obowiązujące przepisy dotyczące wytwarzania biogazu (np. kwestię treści wniosku o wpis do rejestru, wykreślenia z rejestru oraz sprawozdawczości w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego).

Ponadto dotychczasowe przepisy art. 25 pkt 2 ustawy uzupełniono o obowiązek posiadania przez wytwórcę dokumentów potwierdzających, że wytwórca prowadzący działalność gospodarczą w zakresie biogazu rolniczego dysponuje odpowiednimi obiektami i instalacjami, w tym urządzeniami technicznymi, spełniającymi wymagania określone w szczególności w przepisach o ochronie przeciwpożarowej, w przepisach sanitarnych i w przepisach o ochronie środowiska, umożliwiającymi wykonywanie tej działalności gospodarczej.

W celu usprawnienia procesu rejestracji działalności gospodarczej do projektu ustawy wprowadzono przepis, zgodnie z którym wniosek o wpis do rejestru wytwórców biogazu rolniczego będzie mógł zostać złożony za pomocą systemu teleinformatycznego udostępnionego przez Dyrektora Generalnego KOWR. Ponadto w art. 25 ustawy wprowadzono nowy pkt 6, zgodnie z którym również sprawozdania kwartalne będą mogły być składane za pomocą systemu teleinformatycznego w przypadku jego udostępnienia przez Dyrektora Generalnego KOWR.

Jednocześnie wprowadzono przepisy nakładające kary pieniężne dla podmiotów prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego, lub wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego bez wpisu do rejestru wytwórców biogazu.

Odejście od systemu wsparcia biogazu rolniczego w postaci świadectw pochodzenia biogazu rolniczego

Projekt ustawy przewiduje odejście od systemu wsparcia dla biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej w postaci świadectw pochodzenia biogazu rolniczego. W konsekwencji uchylone zostały przepisy art. 47a–50 ustawy, a inne przepisy dotyczące m.in. tego rodzaju wsparcia zostały odpowiednio zmienione.

Należy zwrócić uwagę, że przepisy regulujące mechanizm w zakresie świadectw pochodzenia biogazu rolniczego do tej pory nie zafunkcjonowały w związku z brakiem

notyfikacji programu pomocy państwa na mocy art. 108 ust. 3 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, a także nie zostały zgłoszone na mocy rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem Komisji nr 651/2014" lub „GBER".

Zgodnie z powyższym założeniem uchyleniu ulegają przepisy związane z wydawaniem ww. świadectw pochodzenia, a modyfikacji – przepisy dotyczące obowiązków umarzania tegoż dokumentu, wyliczania opłaty zastępczej, przeniesienia praw majątkowych i rejestru praw majątkowych. W konsekwencji katalog kosztów uzasadnionych w kalkulacji cen i taryf energii także uległ zmianie.

Wprowadzenie systemu wsparcia operacyjnego dla biometanu

Projekt ustawy wprowadza rozwiązania w zakresie mechanizmów wsparcia dla biometanu wprowadzanego do sieci gazowej przy wykorzystaniu systemu *feed-in-premium.* W tym celu wprowadzono dwie nowe definicje: (1) mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu oraz (2) stałej ceny zakupu biometanu, które to definicje służą określeniu mocy instalacji przystępującej do mechanizmu wsparcia oraz wprowadzeniu ceny będącej podstawą do rozliczania ujemnego salda.

W dalszej części projektu UC99 wprowadzono nowy rozdział 4a określający szczegółowe wymogi dotyczące mechanizmu wsparcia w zakresie wytwarzania biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii.

Wprowadzenie mechanizmu *feed-in-premium* jest jednym z najpopularniejszych rozwiązań funkcjonujących aktualnie w państwach członkowskich UE, które postawiły na rozwój biometanu. Ponadto, biorąc pod uwagę stosunkowo proste zasady obowiązywania tego mechanizmu na potrzeby wsparcia wytwarzania energii odnawialnej z biogazu funkcjonujące w ramach ustawy OZE, było to podejście, które szczególnie preferowała strona branżowa. Zakłada się, że przyjęcie rozwiązań w zakresie systemu wsparcia przyczyni się do dynamicznego rozwoju tego sektora w kolejnych latach.

W art. 83l ustawy wprowadzono uprawnienie dla wytwórcy biometanu umożliwiające zastosowanie systemu wsparcia dla tego paliwa gazowego wprowadzonego do sieci gazowej, z zastrzeżeniem, że łączna moc zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu przeliczona na moc zainstalowaną elektryczną nie może być większa niż 1 MW. Przedstawione rozwiązanie jest zgodne z treścią rozporządzenia Komisji nr

651/2014, w myśl którego pomoc operacyjna przeznaczona na rozwój wytwarzania biometanu w instalacjach działających na małą skalę nie wymaga stosowania procedury przetargowej (art. 43 GBER). Dodatkowo, w art. 83l ust. 3 ustawy, wskazano katalog przedsiębiorców, którzy zostali wyłączeni z możliwości przystąpienia do systemu wsparcia.

Program wsparcia operacyjnego dla biometanu, o którym mowa w art. 83l ustawy, spełnia warunki ogólne i szczegółowe ustanowione w rozporządzeniu GBER, w związku z czym jest wyłączony z obowiązku zgłoszenia ustanowionego w art. 108 ust. 3 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE).

Art. 83m ustawy precyzuje poszczególne elementy procesu związanego z przystąpieniem do mechanizmu wsparcia przez wytwórcę biometanu oraz działaniami podejmowanymi przez Prezesa URE w zakresie oceny deklaracji złożonej przez wnioskodawcę. W szczególności:

1) w ust. 1 doprecyzowano, że w celu przystąpienia do mechanizmu wsparcia, wytwórca biometanu jest zobowiązany przedłożyć Prezesowi URE deklarację;
2) w ust. 2–5 sprecyzowano sposób złożenia deklaracji, zawartość deklaracji, wymagane załączniki oraz okres ważności dokumentów załączanych do wniosku;
3) w ust. 6 i 7 wprowadzono obowiązek wniesienia opłaty rezerwacyjnej na rachunek Prezesa URE, określono jej wysokość w zależności od mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, wskazano wartość sprawności agregatu kogeneracyjnego, pozwalającą na dokonanie powyżej wskazanego przeliczenia oraz określono terminy zwrotu opłaty rezerwacyjnej;
4) w ust. 8 i 9 wskazano termin wydania przez Prezesa URE zaświadczenia o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej oraz obowiązek przekazywania danych wytwórcy, który uzyskał ww. zaświadczenie, do operatora rozliczeń energii odnawialnej;
5) w ust. 10 wskazano, że wytwórca biometanu, który uzyskał zaświadczenie, posiada możliwość zmiany deklaracji w zakresie mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu;
6) w ust. 11 doprecyzowano obowiązek oraz termin, w którym wytwórca biometanu, który uzyskał zaświadczenie, przekazuje Prezesowi URE informacje nt. wprowadzenia po raz pierwszy biometanu do sieci gazowej;

7) w ust. 13 i 14 wskazano katalog zdarzeń, w przypadku wystąpienia których, Prezes URE odmawia, w drodze postanowienia, wydania zaświadczenia o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej oraz doprecyzowano możliwość i tryb złożenia zażalenia na postanowienie Prezesa URE.

W kolejnych ustępach art. 83m ustawy sprecyzowano wysokość, sposób obliczania oraz termin zwrotu opłaty rezerwacyjnej.

Art. 83n ustawy określa stałą cenę zakupu biometanu. Sprecyzowano, że stała cena zakupu biometanu jest równa cenie referencyjnej biometanu, przy czym przy wyznaczeniu jej wartości należy uwzględnić wartość udzielonej pomocy inwestycyjnej zgodnie z regulacjami zawartymi w art. 83r ust. 5 lub 7. Dodatkowo w ust. 2 wskazano, że prawo do pokrycia ujemnego salda przysługuje w okresie wskazanym w zaświadczeniu wytwórcom, którzy uzyskali zaświadczenie, oraz w ust. 3, zapewniono waloryzację stałej ceny zakupu biometanu średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego. Celem waloryzacji stałej ceny zakupu biometanu jest zapewnienie odpowiedniego poziomu wsparcia w całych okresie funkcjonowania mechanizmu i tym samym ochrona przed negatywnymi skutkami wystąpienia inflacji, jednocześnie jest to element zachęcający potencjalnych wytwórców do inwestycji w tym obszarze.

Art. 83o ustawy zawiera delegację dla ministra właściwego do spraw klimatu do określenia, w drodze rozporządzenia, wysokości ceny referencyjnej biometanu w zł za 1MWh energii zawartej w tym paliwie, oraz katalog przesłanek, które należy wziąć pod uwagę określając wysokość ww. ceny.

W art. 83p określono okres, w którym przysługuje prawo wytwórcy biometanu do pokrycia ujemnego salda, który wynosi 15 lat od pierwszego dnia sprzedaży biometanu objętego systemem wsparcia, oraz termin zakończenia obowiązywania mechanizmu wsparcia, wskazany na dzień 30 czerwca 2048 r.

W art. 83q uregulowano kwestie dotyczące tzw. reguły kumulacji, zgodnie z którą pomoc publiczną przeznaczoną na pokrycie nakładów inwestycyjnych należy uwzględnić przy określaniu stałej ceny zakupu biometanu, której wyjściowa wartość przed korektą, o której mowa w ww. przepisie, jest równa cenie referencyjnej biometanu określonej na podstawie delegacji zawartej w art. 83o ust. 1, która obowiązuje na dzień złożenia deklaracji do Prezesa URE.

W art. 83q ust. 2 doprecyzowano katalog wyłączeń z zakresu pojęcia pomocy inwestycyjnej, którą należy uwzględnić przy wyznaczaniu skorygowanej ceny zakupu biometanu. Mając na uwadze, że pomoc inwestycyjna może być udzielana w różnych formach, jej wartość należy wyrazić w kwocie pieniężnej, po przeliczeniu jej w sposób pozwalający na ustalenie kwoty, którą otrzymałby beneficjent pomocy, gdyby została ona udzielona w formie dotacji, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702). Należy w związku z tym obliczyć tzw. ekwiwalent dotacji brutto pomocy, którego sposób obliczenia został wskazany we wzorze zawartym w art. 83q ust. 3, oraz dokonać wyliczenia ceny skorygowanej – zgodnie ze wzorem określonym w art. 83q ust. 4. Informacje na temat wielkości udzielonej pomocy publicznej, jak również ceny skorygowanej są przekazywane przez wytwórcę w treści oświadczenia, o którym mowa w art. 83m ust. 3 pkt 6.

W art. 83q ust. 7 doprecyzowano sposób wyznaczenia nowej ceny skorygowanej w sytuacji, w której po dniu złożenia oświadczenia do Prezesa URE miało miejsce udzielenie pomocy inwestycyjnej lub wzrosła jej wartość, oraz określono termin, w którym wytwórca jest zobowiązany przekazać Prezesowi URE zaktualizowane informacje dotyczące nowej ceny skorygowanej.

W art. 83r w ust. 1 uwzględniono możliwość ograniczenia maksymalnej mocy instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, dla których w kolejnym roku Prezes URE może wydać zaświadczenia oraz, w ust. 2, wprowadzono fakultatywne upoważnienie dla Rady Ministrów do określenia, w drodze rozporządzenia, wysokości tej maksymalnej mocy wraz z przesłankami, które należy wziąć pod uwagę wydając ww. rozporządzenie.

W projekcie dodano również przepis, zgodnie z którym podmiot realizujący obowiązek, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, na potrzeby realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego nie zalicza ilości biometanu, jeżeli to paliwo gazowe uzyskało wsparcie w ww. postaci. Celem przepisu jest zapewnienie, że środki pochodzące na wsparcie energii odnawialnej, z których jest finansowany mechanizm wsparcia dla biometanu, pozyskane z sektora energii elektrycznej, nie będą wykorzystywane w celu realizacji celów OZE w sektorze transportu.

Poza wprowadzeniem dodatkowego rozdziału 4a, określającego zasady funkcjonowania mechanizmu wsparcia dla biometanu, wprowadzono dodatkowe zmiany w dalszej części ustawy, mające na celu umożliwienie rozliczania ujemnego salda oraz umożliwienie sprawowania nadzoru przez Prezesa URE.

W celu zapewnienia Prezesowi URE prawa do przeprowadzania kontroli zgodności ze stanem faktycznym przekazywanych oświadczeń wytwórcy biometanu składanych w ramach deklaracji, o której mowa w art. 83m ust. 1, jak również prawidłowości wyznaczenia ceny skorygowanej, o której mowa w art. 83q – dokonano zmian w art. 84 ustawy. Następnie, konsekwentnie dokonano zmian w art. 86, dotyczących możliwości wstępu na teren nieruchomości, obiektów, lokali lub ich części, należących do wytwórcy w przypadku kontroli, oraz w art. 87 i art. 88, dotyczących protokołu oceny zgodności przedłożonych przez wytwórcę biometanu oświadczeń oraz informacji ze stanem faktycznym i wydawania postanowienia przez Prezesa URE, w przypadku niezgodności stwierdzonych na skutek przeprowadzonej kontroli.

W art. 92 dokonano rozszerzenia ust. 5 wskazującego, że prawo do pokrycia ujemnego salda przysługuje również przedsiębiorcy, który uzyskał zaświadczenie Prezesa URE o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej. Następnie, w ust. 10, wskazano, że coroczna waloryzacja ceny stanowiącej podstawę do rozliczenia salda ujemnego obejmuje również stałą cenę zakupu biometanu. Kolejna zmiana – wprowadzenie w art. 92 ust. 11^1, dotyczy sposobu ustalenia ilości biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii i wprowadzonego do sieci gazowej w oparciu o dane udostępniane przez operatora systemu gazowego, na którego obszarze została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu. Ustęp 11a w tym artykule rozszerzono natomiast o obowiązek nałożony na operatora systemu gazowego, do przedkładania operatorowi rozliczeń energii odnawialnej danych ilościowych na temat biometanu wprowadzonego do sieci, oraz termin przekazywania tych danych.

W art. 93 wprowadzono zmiany w ust. 2 polegające na (1) nałożeniu obowiązku na wytwórcę biometanu, którzy przystąpił do mechanizmu wsparcia operacyjnego, do prowadzenia dokumentacji ilości biometanu sprzedaży podlegającej instrumentowi *feed in premium* oraz sposobu prowadzenia tej dokumentacji, (2) obliczania sprzedanej w danym miesiącu wartości biometanu podlegającego rozliczeniu w ramach ujemnego salda, jak również sposobu obliczenia tej wartości oraz (3) terminów i zakresu sprawozdania miesięcznego, które wytwórca biometanu jest zobowiązany przekazywać do operatora rozliczeń energii odnawialnej. Wprowadzono również przepis (w art. 93 ust. 2 pkt 4 ustawy) rozszerzający dotychczasowy obowiązek uwzględnienia w kolejnych okresach sprawozdawczych zakwestionowanej ilości energii elektrycznej, której ilość została stwierdzona na podstawie kontroli Prezesa URE, o obowiązek uwzględnienia zakwestionowanej ilości biometanu w treści

sprawozdania składanego przez wytwórcę biometanu, zgodnie z obowiązkiem określonym w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy.

W art. 93 wprowadzono zmiany rozszerzające dotychczasowe przepisy dla energii elektrycznej o kwestie dotyczące biometanu, w celu umożliwienia operatorowi rozliczeń energii odnawialnej dokonywania weryfikacji wniosków przedkładanych przez wytwórców biometanu funkcjonujących w systemie *feed in premium*, przekazywania kwot przeznaczonych na pokrycie ujemnego salda, rozliczania ilości biometanu wprowadzanego do sieci w sytuacji, gdy średnie ważone cen gazu ziemnego na rynku wynosiły poniżej 0 zł za 1 MWh oraz wprowadzono rozwiązanie, zgodnie z którym w ciągu doby można rozliczyć w ramach ujemnego salda nie więcej niż ilość biometanu, jaka jest możliwa do wytworzenia na podstawie zdolności wytwórczej danej instalacji.

Analogicznych do powyższych zmian dokonano w art. 94, w celu zapewnienia planowania i zapewnienia wypłat na pokrycie ujemnego salda przez operatora energii odnawialnej dla wytwórców biometanu biorących udział w mechanizmie wsparcia operacyjnego.

Mając na uwadze wprowadzenie dodatkowych obowiązków zostały rozszerzone również przepisy dotyczące kar administracyjnych, określone w art. 168 ustawy OZE. W szczególności, w art. 168 uzupełniono:

1) pkt 11b dotyczący objęcia karą administracyjną wytwórcy biometanu, który nie przedkłada Prezesowi URE, wraz z deklaracją zamiaru sprzedaży biometanu po stałej cenie, oświadczenia lub podaje w tym oświadczeniu nieprawdziwe dane;
2) pkt 16 dotyczący objęcia karą administracyjną wytwórcy biometanu, który nie przekazuje w terminie Prezesowi URE informacji nt. wprowadzenia do sieci i sprzedaży po raz pierwszy biometanu objętego wsparciem operacyjnym oraz informacji na temat otrzymania pomocy publicznej lub wzrostu jej wartości mającej wpływ na wysokość ceny skorygowanej.

Zmiany w ustawie – Prawo energetyczne

Rozszerzenie definicji paliw gazowych

Projekt ustawy wprowadza również zmiany w zakresie ustawy – Prawo energetyczne dotyczące definicji pojęcia paliwa gazowe, wprowadzając do katalogu paliw gazowych biometan. Proponowana zmiana jest zgodna z treścią definicji biometanu zaproponowaną

w ustawie OZE, umożliwiając stosowanie tego nośnika energii w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych gazowych.

Ponadto, należy wyjaśnić, że ww. wprowadzona w art. 3 pkt 3a ustawy – Prawo energetyczne zmiana definicji paliw gazowych nie będzie mieć wpływu na obowiązywanie rozporządzenia wydanego na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ww. ustawy, w szczególności nie będzie skutkować jego pośrednim uchyleniem. Zgodnie z ugruntowanym poglądem skutek taki zachodzi, w przypadku gdy są zmieniane przepisy, do których odsyła przepis upoważniający, a zmiana ta prowadzi do tego, że obowiązujące rozporządzenie jest niezgodne z ustawą lub przepisem upoważniającym. W opinii projektodawcy sytuacja taka nie ma miejsca, ponieważ w wyniku zmiany definicji paliwa gazowego w obowiązującym rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego nie trzeba będzie dokonywać żadnych zmian. Co więcej, po wejściu w życie rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 sierpnia 2022 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. poz. 1899), rozporządzenie wydane na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne zawiera już parametry jakościowe oraz zasady wykonywania badań parametrów jakościowych dla biometanu. Oznacza to, że wprowadzana zmiana nie wpływa na zakres przedmiotowy definicji, a w konsekwencji na przepis upoważniający i ma charakter precyzujący i rozwiewający wątpliwości rynku. W związku z powyższym, obowiązujące rozporządzenie będzie w pełni zgodne ze znowelizowanymi przepisami ustawy, od dnia, w którym wejdą one w życie.

Wskazanie alternatywnej możliwości wykonania przyłącza do sieci gazowej

W celu usprawnienia procesu przyłączania instalacji wytwarzania biometanu do sieci gazowych wprowadzono dodatkowy przepis w art. 7 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, jest obowiązane do wskazania lokalizacji alternatywnej i najbliższej lokalizacji wskazanej przez wnioskodawcę przyłącza instalacji służącej do wytwarzania biometanu w przypadku udzielenia odmowy wydania warunków przyłączenia w miejscu wskazanym przez wnioskodawcę podyktowaną przyczynami technicznymi lub ekonomicznymi.

Z uwagi na ograniczone możliwości odbioru biometanu do sieci dystrybucyjnych z powodu niewystarczającej chłonności sieci, sytuacje w zakresie udzielania negatywnej decyzji w sprawie przyłączenia występują stosunkowo często. Wprowadzony przepis umożliwi inwestorowi pozyskanie wiedzy co do lokalizacji potencjalnie umożliwiającej uzyskanie zgody

na przyłącze oraz dokonanie analizy opłacalności i zasadności realokacji przyłącza lub całej planowanej inwestycji.

Poszerzenie zakresu działania Prezesa URE

W związku z wprowadzeniem mechanizmu *feed in premium* dokonano rozszerzenia zakresu działania Prezesa URE o zbieranie i przetwarzanie informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych, w tym obliczanie i ogłaszanie, w terminie do 90 dni od dnia zakończenia każdego kwartału, średnich cen sprzedaży gazu zimnego na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, oraz ogłaszanie sposobu ich obliczania.

2. Klastry energii

Główne założenia zmian w zakresie funkcjonowania klastrów energii

Drugim, istotnym obszarem niniejszej interwencji legislacyjnej są propozycje przepisów mających na celu stworzenie atrakcyjnych warunków prawnych dla rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce. Celem podejmowanych działań jest poprawa lokalnego bezpieczeństwa energetycznego oraz zapewnienie szerszego wykorzystania miejscowych zasobów, w tym surowców energetycznych, odnawialnych źródeł energii oraz rozwoju lokalnej przedsiębiorczości oraz społeczności lokalnych.

Zgodnie ze Strategią na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.) – SOR, przyjętą przez Radę Ministrów 14 lutego 2017 r. (M. P. poz. 260), która jest obowiązującym, kluczowym dokumentem państwa polskiego w obszarze średnio- i długofalowej polityki gospodarczej, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego wymaga dywersyfikacji źródeł, surowców oraz sposobu wytwarzania i dystrybucji energii. Analogiczne podejście do kwestii dywersyfikacji prezentuje PEP2040. Odpowiedni dobór odnawialnych i innych źródeł wytwarzania energii w ramach kooperatyw energetycznych, takich jak m.in. klastry energii, może lokalnie zapewnić samowystarczalność i tym samym bezpieczeństwo energetyczne. Takie podejście będzie wymagać zmiany dotychczasowego rynku produkcji i dystrybucji energii oraz wdrażania nowych modeli rynkowych dopuszczających m.in. takie cechy, jak: moc, dyspozycyjność, lokalizacja wytwórcy, lokalizacja odbiorcy, czy charakterystyka zapotrzebowania. Aby zapewnić możliwość wdrażania oczekiwanych zmian, w kolejnych latach powinny być wspierane tworzenie i rozwój klastrów energii, a także spółdzielni energetycznych i innych form współpracy energetycznej na poziomie lokalnym.

Zgodnie z PEP2040, w ramach filaru: „zeroemisyjny system energetyczny", jest wskazane, że dostępność odnawialnych źródeł energii, w szczególności na obszarach wiejskich, stwarza możliwość ich wykorzystania do produkcji energii na potrzeby lokalnego rynku energetycznego. Dodatkowo rozproszenie jednostek wytwórczych oraz rozmieszczenie ich blisko odbiorców pozwala na racjonalne i efektywne wykorzystanie tego istniejącego lokalnie potencjału OZE, a także wpływa na ograniczenie strat w przesyle i dystrybucji energii elektrycznej. Zgodnie z założeniami PEP2040, rolę podmiotów, które mają być prekursorami takich działań na rynku krajowym, mają pełnić społeczności energetyczne, w tym klastry energii, które organizują się, aby dla dobra członków swej społeczności wytwarzać, dystrybuować i magazynować energię elektryczną na własne potrzeby. Zgodnie z celem założonym w PEP2040 w 2030 r. będzie działało w Polsce 300 takich zbiorowych podmiotów.

Jednakże obowiązujące obecnie przepisy ustawy w sposób bardzo ogólny określają zasady podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w tym zakresie, w ograniczony sposób wpływając na rozwój tego rynku. Stworzenie wyraźnych reguł jest niezbędne, aby klastry energii mogły na szerszą skalę zaistnieć na rynku energetycznym.

Definicja klastra energii została wprowadzona do polskiego porządku prawnego nowelizacją ustawy OZE z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 925). W latach 2017–2018 Ministerstwo Energii przeprowadziło dwa konkursy dla klastrów energii, w wyniku których 66 inicjatyw uzyskało Certyfikat Pilotażowego Klastra Energii i zostało wpisanych na Listę Pilotażowych Klastrów Energii.

Dokonując przeglądu obowiązujących przepisów oraz analizy modelu funkcjonowania klastrów energii uznano, że obecne regulacje zawarte w ustawie nie zapewniają skutecznego rozwoju tych struktur kooperacyjnych w Polsce, a formuła działalności klastra wymaga większego podkreślenia współpracy z samorządami i przynoszenia korzyści także dla lokalnych społeczności.

Rozwiązania prawne zaproponowane w nowelizacji ustawy wychodzą naprzeciw potrzebie zapewnienia przejrzystych zasad współpracy w ramach klastrów energii, obejmujących usprawnienia administracyjno-prawne i dedykowany system wsparcia, a także wspierania zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym. Warunkiem wstępnym uczestniczenia w nowych rozwiązaniach będzie uzyskanie wpisu do nowego rejestru klastrów energii, który będzie prowadzić Prezes URE. Wpis do rejestru nie będzie obowiązkowy. Założeniem regulacji jest unikanie nadmiarowych

obowiązków po stronie uczestników klastra energii. Dotychczasowi członkowie klastrów energii nie będą musieli zmieniać profilu swojej działalności, aby dostosować się do brzmienia nowych regulacji. Dopiero w przypadku chęci uczestniczenia w systemie wsparcia będzie konieczne dostosowanie się do nowych przepisów oraz uzyskanie wpisu do rejestru.

Zgodnie z intencją ustawodawcy zaproponowany w nowelizacji ustawy mechanizm wsparcia stworzy klastrom energii warunki do rozwoju, a także ułatwi zdobycie nowych kompetencji i doświadczeń w prowadzeniu działalności na lokalnym rynku energetycznym. Ponadto, umożliwi rozwinięcie współpracy z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE), w tym z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (OSD) i operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP), a także wypracowanie nowych modeli biznesowych. Zakłada się, że dzięki instrumentom wsparcia do 2030 r. klastry energii staną się skutecznymi kreatorami lokalnego rynku energetycznego. Oprócz korzyści gospodarczych, klaster energii będzie służyć realizacji celów istotnych dla mieszkańców lokalnych społeczności. Szczegółowy zakres działania klastra zostanie określony w porozumieniu przez jego strony – członków klastra.

Proponowane w projekcie ustawy rozwiązania promujące funkcjonowanie klastrów energii mają charakter czasowy i będą obowiązywać do dnia 31 grudnia 2029 r. Ich zadaniem jest pobudzenie inicjatywy na rynku w zakresie tworzenia i stabilnego działania kolejnych klastrów energii. Pozwoli to także na profesjonalizację działalności samych klastrów energii oraz identyfikację dalszych barier rozwojowych. Proponowane regulacje prawne mają za zadanie przygotować klastry energii do w pełni profesjonalnego funkcjonowania na zmieniającym się rynku energii. Zaproponowane propozycje zmian regulacji prawnych będą impulsem do tworzenia kolejnych modeli biznesowych funkcjonowania klastrów energii w Polsce.

Zmiana definicji klastra energii

Analiza dotychczasowego funkcjonowania klastrów energii wykazała potrzebę wprowadzenia zmian w obszarze regulacyjnym w celu zwiększenia potencjału tej formy współpracy przez zaproponowanie konkretnych rozwiązań uczestnikom porozumienia klastra energii. Przyjęto także założenie o potrzebie zapewnienia lokalnego działania i lokalnych korzyści w wyniku działalności energetycznej prowadzonej w formule klastra.

W zakresie definicji klastra zmiany mają charakter zarówno merytoryczny, jak i redakcyjny.

Katalog uczestników takiego porozumienia jest otwarty i obejmuje osoby fizyczne, osoby prawne oraz jednostki organizacyjne niebędące osobami prawnymi, którym odrębna ustawa przyznaje zdolność prawną. Dzięki powyższemu rozwiązaniu, stroną porozumienia klastra energii będą mogły zostać spółki osobowe, czego nie przewiduje obecny stan prawny. Istniejące ograniczenie stanowiło barierę rozwoju i wymaga korekty regulacyjnej.

W projektowanej definicji klastra energii wprowadzono wymóg, aby stroną porozumienia była przynajmniej jedna jednostka samorządu terytorialnego lub spółka kapitałowa utworzona na podstawie art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 20 grudnia 1996 r. o gospodarce komunalnej (Dz. U. z 2021 r. poz. 679) przez jednostkę samorządu terytorialnego, lub spółka kapitałowa, której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji. Powyższe rozwiązanie ma na celu zapewnienie, że klaster energii przyniesie również korzyści lokalne, a także będzie sprzyjać współpracy między klastrem a samorządem lokalnym.

Podmiotami, które ze względu na udział jednostek samorządu terytorialnego w strukturze są naturalnie predestynowane do wspierania inicjowania i rozwoju klastrów energii są związki lub stowarzyszenia jednostek samorządu terytorialnego. Zaangażowanie tych podmiotów, mimo braku możliwości formalnego członkostwa w klastrze, jest szczególnie istotne w kontekście możliwości wykorzystania dotychczasowego dorobku tych struktur w zakresie rozwoju energetyki lokalnej i zaangażowania na rzecz rozwoju klastrów energii.

Ponadto zakres przedmiotowy działalności klastra uzupełniono o magazynowanie energii. Dodano także cele działalności klastra, jakimi są zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego. Cele gospodarcze, społeczne lub środowiskowe są celami, jakie przewiduje dla obywatelskich społeczności energetycznych dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125, z późn. zm.). Również REDII określa cele społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej jako przynoszenie korzyści środowiskowych, ekonomicznych lub społecznych. Mimo, że klaster energii nie jest wdrożeniem przepisów tych dyrektyw, to jednak wpisuje się w lokalny wymiar działania społeczności energetycznych, jaki podkreślają obie dyrektywy UE. Powyższe zmiany wpisują się także w realizację zadań gminy związanych z planowaniem i organizacją zaopatrzenia

w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na jej obszarze, określonych w art. 18 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Drugim modelem działania klastra energii jest zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego. W efekcie współpracy klastra energii z OSD nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze działalności kooperatywy. Rozwojowi tej aktywności będzie sprzyjał dedykowany klastrom energii system wsparcia.

W ramach zmian legislacyjnych zrezygnowano także z dotychczasowej formuły „cywilnoprawnego porozumienia", aby zastąpić je bardziej spójnym pojęciem „porozumienia", które oddaje istotę współpracy między podmiotami prywatnymi i publicznymi. Usunięto także przykładowy katalog podmiotów, które mogą być stronami tego porozumienia, ponieważ ma ono charakter otwarty.

Obszar działania klastra energii

Z dotychczasowej definicji klastra energii wyłączono do przepisów materialnych warunek terytorialności. Proponuje się, aby działalność w ramach klastra energii mogła być prowadzona na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin. Jest to uzasadnione z uwagi na ryzyko ewentualnego podejmowania prób tworzenia klastrów energii na terenach gmin znacznie oddalonych od siebie, co byłoby sprzeczne z zasadą lokalnego działania klastra energii. Ponadto, klaster energii powinien obejmować zwarty terytorialnie obszar, działając w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową.

Powyższe było również uzasadnieniem dla dodania przepisu, który określa, że klaster energii działa na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Podobne rozwiązanie jest przewidziane w przepisach ustawy w odniesieniu do obszaru działania spółdzielni energetycznej (art. 38c ust. 1 ustawy).

Porozumienie o utworzeniu klastra energii

W zakresie porozumienia klastra energii wprowadzono m.in. wymóg zawarcia go w formie pisemnej pod rygorem nieważności oraz wskazano na kluczowe postanowienia, które porozumienie powinno zawierać. Należą do nich m.in. prawa i obowiązki stron porozumienia klastra energii, działalność, jaka jest przedmiotem współpracy, a także określenie koordynatora

klastra energii oraz jego praw i obowiązków. Koordynator nie musi być stroną tego porozumienia.

Wprowadzono także przepis dotyczący umieszczania w treści porozumienia zobowiązania do udzielenia koordynatorowi klastra przez każdego członka klastra energii upoważnienia do dostępu do informacji rynku energii i danych pomiarowych oraz zakres tego upoważnienia. Powyższa zmiana wynika z konieczności dostosowania przepisów do wejścia w życie Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE) oraz umożliwienia koordynatorowi pozyskiwania danych do sprawozdań rocznych do Prezesa URE. W celu zapewnienia zgodności projektowanych przepisów z CSIRE został ustalony termin wejścia w życie regulacji klastrowych na dzień 1 stycznia 2024 r. (przepisy ogólne) oraz dzień 2 lipca 2024 r. (przepisy dot. systemu wsparcia i jego rozliczanie). Odpowiada to dwóm etapom działalności klastrów: fazie organizacyjnej oraz faktycznej działalności.

Rejestr klastrów energii

Projekt wprowadza rejestr klastrów energii, który będzie prowadzony przez Prezesa URE. Rejestr jest jawny i prowadzony w postaci elektronicznej. Określono zasady funkcjonowania rejestru klastrów energii, w tym rodzaju umieszczanych w nim informacji, zasady składania wniosku o wpis do rejestru, zawartości tego wniosku, wymaganych danych i załączników.

Wniosek o wpis do rejestru składa koordynator klastra energii. Prezes URE dokonuje wpisu w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku. Wpis do rejestru jest dobrowolny, jednak uzyskanie wpisu umożliwia – po spełnieniu innych warunków – uzyskiwanie korzyści z zaprojektowanego dla klastrów energii systemu wsparcia.

Koordynator klastra energii, który jest wpisany do rejestru, będzie obowiązany do sporządzenia rocznego sprawozdania zawierającego m.in. dane o ilości energii wytworzonej przez strony porozumienia klastra energii, w tym ilości energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii, jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne i magazynów energii należących do członków klastra energii. Koordynator klastra energii będzie przekazywać Prezesowi URE sprawozdanie w terminie do dnia 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy to sprawozdanie.

Ponadto, uregulowano postępowanie w przypadku wniosku o zmianę wpisu, a także określono przesłanki, które mogą być podstawą do nałożenia kary administracyjnej w przypadku, gdy koordynator klastra energii nie przekaże sprawozdania w terminie lub przekaże sprawozdanie niepełne. Kara będzie nakładana w sytuacji, gdy po wezwaniu Prezesa URE do złożenia sprawozdania albo uzupełnienia sprawozdania, w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania, koordynator klastra energii nie przedłoży wymaganych dokumentów. Przy czym, w przypadku wezwania do uzupełnienia, Prezes URE wskaże braki podlegające uzupełnieniu. Przy projektowaniu tego przepisu kierowano się założeniem, że kara powinna mieć charakter prewencyjny, dlatego też uzależniono jej wysokość od łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych OZE działających w ramach klastra energii, która zgodnie z wymogami systemu wsparcia nie przekracza 150 MW energii elektrycznej. Wysokość kary została zaproponowana zgodnie z już istniejącą zasadą, dotyczącą kary za niezłożenie sprawozdania w przypadku małych instalacji odnawialnych źródeł energii (1000 zł dla instalacji do 1 MW mocy zainstalowanej). Zatem, za każdy MW łącznej mocy zainstalowanych instalacji wytwórczych Prezes URE będzie mógł nałożyć karę w wysokości 1000 zł. Zgodnie z takim podejściem, na klaster dysponujący mocą np. 10 MW, w przypadku ww. niedopełnienia obowiązku, będzie mogła być nałożona kara w wysokości 10 000 zł.

Koszty budowy, utrzymania, rozbudowy i modyfikacji rejestru klastrów energii prowadzonego przez Prezesa URE będzie pokrywać operator rozliczeń energii odnawialnej ze środków opłaty OZE, na podstawie dyspozycji Prezesa URE.

Współpraca klastrów energii z operatorami sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej

Projekt wprowadza propozycje przepisów zawierających zasady współpracy z operatorem sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na wniosek koordynatora klastra energii wpisanego do rejestru, nie później niż w terminie 90 dni od dnia złożenia tego wniosku, zawiera nowe albo zmienia dotychczasowe umowy o świadczenie usług dystrybucji, ze wszystkim stronami porozumienia klastra energii, w celu uwzględnienia w tych umowach postanowień określających zasady:

1) rozliczeń świadczonych usług dystrybucji;
2) świadczenia usług dystrybucji, w przypadku ustania bycia stroną porozumienia klastra energii.

Analogicznie sprzedawca zobowiązany lub inny sprzedawca wybrany, na wniosek koordynatora klastra energii wpisanego do rejestru klastrów energii, w terminie 90 dni od dnia złożenia tego wniosku, zawiera nowe albo zmienia dotychczasowe umowy kompleksowe, ze wszystkimi członkami klastra energii, w celu uwzględnienia w tych umowach postanowień określających zasady:

1) rozliczeń świadczonych usług dystrybucji;
2) świadczenia usług dystrybucji, w przypadku ustania bycia członkiem klastra energii.

Operator systemu dystrybucyjnego instaluje także każdej ze stron porozumienia klastra energii, która nie jest prosumentem energii odnawialnej lub wytwórcą, licznik zdalnego odczytu, umożliwiający rejestrację danych pomiarowych zgodnie z zasadą, że ich ilość nie może być mniejsza niż 0,05% punktów poboru energii odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego operatora. Reguła ta ma dwa uzasadnienia. Po pierwsze, ma zapewnić minimalną liczbę zainstalowanych liczników zdalnego odczytu rocznie. Oszacowano, że zabezpieczone zostanie opomiarowanie 75 klastrów z 20 członkami w jednym roku na obszarze jednego OSD oraz m.in. 10 000 liczników zdalnego odczytu rocznie na obszarze działania 5 głównych OSD w Polsce. Jako regulację zabezpieczającą, na wypadek potrzeby opomiarowania większej liczby punktów poboru energii, wprowadzono zasadę, że do czasu instalacji licznika zdalnego odczytu operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego instaluje układ pomiarowo-rozliczeniowy w rozumieniu art. 3 pkt 63 ustawy – Prawo energetyczne, który umożliwi przeprowadzanie rozliczeń przewidzianych dla klastrów w projekcie. Drugie uzasadnienie to umożliwienie OSD przygotowania analizy, organizacji przetargów i alokacji instalacji liczników zdalnego odczytu wraz z systemem łączności na danym obszarze, co dodatkowo wymaga dłuższego okresu *vacatio legis* regulacji klastrowych, w związku z toczącym się równolegle procesem instalacji liczników zdalnego odczytu zgodnie z harmonogramem przewidzianym w ustawie – Prawo energetyczne.

Koordynator klastra energii będzie otrzymywał dane pomiarowe od Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem CSIRE. Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093, z późn. zm.) z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Regulacja dotycząca przekazywania danych koordynatorowi klastra wejdzie w życie z dniem 2 lipca 2024 r.

System wsparcia dla klastrów

System wsparcia odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego.

W tym zakresie wprowadzono zwolnienie z opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej oraz obowiązków związanych ze świadectwami pochodzenia i świadectwami efektywności energetycznej.

Mechanizm wsparcia ma charakter czasowy. Będzie funkcjonował w dwóch etapach. Pierwszy okres będzie trwać do dnia 31 grudnia 2026 r. Będzie wymagane, aby co najmniej 30% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci przez strony porozumienia klastra energii pochodziło z OZE, a łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze energii nie przekraczała 150 MW energii elektrycznej oraz umożliwiała pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania stron porozumienia klastra energii. Ponadto łączna moc magazynów energii stron porozumienia klastra energii powinna wynosić co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.

W drugim etapie wymagania zostaną zwiększone. Od dnia 1 stycznia 2027 r. wsparcie będzie przysługiwać wobec tych klastrów energii, które wykażą, że co najmniej 50% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci pochodzi z OZE, zaś łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze nie przekracza 150 MW energii elektrycznej oraz umożliwia pokrycie w ciągu roku w każdej godzinie nie mniej niż 50% łącznych dostaw do stron porozumienia klastra energii w zakresie energii elektrycznej. Ponadto będzie konieczne posiadanie łącznej mocy magazynów energii na poziomie 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.

Przewidziane zostały również dodatkowe korzyści w odniesieniu do kosztów usług dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej i stawki jakościowej, uzależnione od spełnienia warunków w zakresie osiągnięcia odpowiedniego poziomu zużycia własnego dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Wysokość współczynnika wysokości kosztów została powiązana z poziomem zużycia własnego i wynosi on maksymalnie 75% wartości kosztów. Koszty naliczania wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji stanowią uzasadnione

koszty działalności operatora systemu dystrybucyjnego w zakresie, w jakim nie zostały one zrekompensowane korzyściami dla tego operatora systemu dystrybucyjnego w następstwie spełnienia przez członka klastra energii ustawowych wymogów.

System wsparcia dla klastrów energii wejdzie w życie pod warunkiem wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym.

Rozliczenia wsparcia

Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii składa wniosek do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy zobowiązanego lub innego sprzedawcy.

Wraz z wnioskiem do sprzedawcy zobowiązanego lub innego sprzedawcy koordynator klastra energii składa wniosek o zmianę dotychczasowej lub zawarcie nowej umowy ze wszystkimi stronami porozumienia klastra energii (zasada jednego sprzedawcy rozliczającego wsparcie). Sprzedawca zobowiązany lub inny sprzedawca zawiera nowe lub zmienia dotychczasowe umowy ze stronami porozumienia klastra energii w terminie 60 dni od dnia złożenia wniosku. Sprzedawca zobowiązany lub inny sprzedawca, na podstawie danych pomiarowych przekazanych przez Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem CSIRE, dokonuje rozliczenia członków klastra energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych stron porozumienia tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej.

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w rozliczeniach ze stronami porozumienia klastra energii, którzy korzystają ze zwolnień z opłat w okresie do dnia 31 grudnia 2029 r., uwzględnia w rozliczeniach za świadczenie usługi dystrybucji zasady naliczania składników opłat, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych stron porozumienia klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej.

3. Transpozycja REDII

3.1. Ciepłownictwo i chłodnictwo (art. 23–24 REDII)

Dyrektywa nakłada na państwa członkowskie UE obowiązek realizacji celu zwiększenia udziału energii odnawialnej w tym sektorze orientacyjnie o 1,1 punktu procentowego lub 1,3 punktu procentowego, w przypadku gdy cel będzie realizowany z uwzględnieniem wykorzystania ciepła odpadowego. Analizy przygotowane w trakcie tworzenia Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 wykazały, że

osiągnięcie tempa rozwoju OZE w polskim ciepłownictwie zaproponowane w dyrektywie jest możliwe jedynie w przypadku zaangażowania znacznych środków finansowych umożliwiających gruntowną modernizację istniejącego majątku wytwórczego ciepłowni, opartych obecnie w przeważającym zakresie na węglu. Konieczność modernizacji majątku wytwórczego i budowy nowych źródeł wytwarzających ciepło z OZE, tworzy również ryzyko pułapki cenowej, w której koszty inwestycji w nowy majątek będą powodować zmniejszenie popytu na ciepło systemowe, zaś brak woli przyłączania się przez odbiorców do sieci ciepłowniczej będzie stanowić zagrożenie dla realizacji celów w zakresie czystego powietrza. Istnieją już programy, które mają szczególną rolę w finansowaniu majątku sieciowego, np. mechanizm wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. Inwestycje w zakresie wytwarzania ciepła z OZE, mogą korzystać również z przyszłych programów finansowych na zasadach ogólnych, takich jak Fundusz Modernizacyjny. Brak jest jednak rozwiązań regulacyjnych, które byłyby nakierowane bezpośrednio na wspieranie przedsiębiorstw energetycznych w realizacji przedsięwzięć, mających na celu rozwój odnawialnych źródeł energii w ramach inwestycji w majątek wytwórczy, w sposób pozwalający na osiągnięcie celu OZE w ciepłownictwie. Dla osiągnięcia planowanego celu OZE w sektorze ciepłownictwa jest zatem niezbędne wprowadzenie takich środków.

Oczekiwanym rezultatem, zarówno nałożonego w art. 116 ust. 1 zmienianej ustawy obowiązku zakupu ciepła lub chłodu wytworzonego w przyłączonych do sieci ciepłowniczej instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym instalacjach termicznego przekształcania odpadów i w zakresie ciepła odpadowego, jak i nałożonego w art. 116 ust. 2 tej ustawy obowiązku wyrażenia zgody na przyłączenie tych instalacji do sieci ciepłowniczej, jest zwiększony udział ciepła lub chłodu z wyszczególnionych instalacji.

Uważa się, że przez staranne działania państwa polskiego zwiększy się udział ciepła lub chłodu z odnawialnego źródła energii w sieciach ciepłowniczych.

Przykładowym działaniem obiektywnie ukierunkowanym na zwiększenie udziału ciepła lub chłodu z odnawialnego źródła energii jest zmiana rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. (Dz. U. z 2020 r. poz. 718, z późń. zm.) dokonana rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 grudnia 2021 r. (Dz. U. z 2022 r. poz. 37) w zakresie profitów, które mogą uzyskać przedsiębiorstwa energetyczne funkcjonujące w efektywnym systemie ciepłowniczym z uwzględnieniem odnawialnych źródeł energii:

1) § 26 ust. 2 pkt 4 – „Uzasadniona wysokość zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło powinna być

odpowiednia do rodzaju wykonywanej działalności gospodarczej i ponoszonego w związku z tym ryzyka, a przy jej określaniu należy w szczególności uwzględnić oszczędności wynikające z wielkości emisji dwutlenku węgla, której udało się uniknąć lub którą udało się zredukować w roku kalendarzowym poprzedzającym pierwszy rok stosowania taryfy w wyniku przeprowadzonych inwestycji w nowe lub znacząco zmodernizowane jednostki wytwórcze, sieci ciepłownicze lub infrastrukturę po stronie odbiorców końcowych, powiększając stopę zwrotu z kapitału o 1 punkt procentowy za każde 25% redukcji w przeliczeniu na jednostkę ciepła dostarczonego do odbiorców;";

2) § 11 w ust. 5 określa preferencyjne warunki zatwierdzania taryf od dnia 1 stycznia 2028 r. dla ciepła na bazie kosztów przedsiębiorstw energetycznych określonych w ust. 7, tj. funkcjonujących w systemie ciepłowniczym, który spełnia łącznie warunki:
   a) jest efektywny energetycznie w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy,
   b) wskaźnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej określony dla tego systemu ciepłowniczego zgodnie z metodyką wyznaczania wskaźników nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej zawartą w przepisach wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej jest niższy od 0,65;
3) § 13 ust. 11 określa preferencyjne warunki zatwierdzania taryf w sposób uproszczony dla przedsiębiorstw energetycznych określonych w § 11 ust. 7 (cytowanym powyżej).

Należy też uwzględnić kierunkowe działania obiektywnie mogące osiągnąć wskazane w art. 23 dyrektywy wielkości, przez projektowane przepisy wprowadzane projektem:

1) art. 45 ust. 1 pkt 1b ustawy – Prawo energetyczne uwzględnia w zwrocie z kapitału: „pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania jednostek wytwórczych będących instalacjami odnawialnego źródła energii, w których wytwarzane jest ciepło oraz instalacji, w których zagospodarowywane jest ciepło odpadowe, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%;";
2) art. 47 ust. 1c ustawy – Prawo energetyczne: Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, które spełnia warunek określony w art. 7b ust. 3 pkt 1 i 2, tj.:

a) charakteryzuje się współczynnikiem nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej nie wyższym niż 0,8,
b) ciepło wytworzone z tego źródła ciepła stanowi w nie mniej niż w 60 % ciepło z odnawialnych źródeł energii

– nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

Propozycje zmian w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii

Przepis art. 1 projektu wprowadza zmiany w ustawie, dotyczące m.in. obowiązku przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii do sieci ciepłowniczej oraz zakupu ciepła z OZE, jak również gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu wytwarzanego z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, a także poniżej opisanych mechanizmów dających bodźce do tworzenia infrastruktury wytwarzania ciepła z OZE.

Obowiązek przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii do sieci ciepłowniczej oraz zakupu ciepła z OZE

Zmiana w zakresie art. 116 ust. 1 ustawy OZE ma na celu implementację wymogu wynikającego z art. 24 ust. 4 lit. b dyrektywy w zakresie nałożenia na przedsiębiorstwa ciepłownicze obowiązku zakupu ciepła wytwarzanego z instalacji odnawialnego źródła energii, w tym instalacji termicznego przekształcania odpadów. Dotychczasowe brzmienie omawianego przepisu wykluczało z obowiązku zakupu ciepło wytwarzane w instalacjach spalania wielopaliwowego, o ile nie było to ciepło użytkowe wytworzone w wysokosprawnej kogeneracji. Wskazany wyżej przepis dyrektywy nie przewiduje takiego wyłączenia, ustanawiając ogólny obowiązek zakupu ciepła wytworzonego ze źródeł odnawialnych. Proponuje się także objęcie obowiązkiem zakupu ciepła wytwarzanego z ciepła odpadowego i przyłączenia instalacji wytwarzających ciepło z ciepła odpadowego, niezależnie od realizacji przez Polskę celu wynikającego z art. 23 ust. 1 REDII na poziomie 1,1% jako państwo członkowskie, w którym nie wykorzystuje się ciepła odpadowego. Taki obowiązek daje możliwość zagospodarowania ciepła odpadowego.

Dodane przepisy art. 116 w ust. 1a i1b, uszczegółowiają podejście do obliczenia ciepła z OZE w przypadkach, gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej pompę ciepła. Projektowane przepisy implementują metodologię wyliczania ilości energii ze źródeł odnawialnych, wytworzonej przez pompy ciepła przez wychwytywanie energii aerotermalnej, geotermalnej i hydrotermalnej, zawartą w załączniku VII do dyrektywy.

Zmiany w zakresie art. 116 ust. 2–2b dostosowują zakres przedmiotowego obowiązku przyłączenia do sieci ciepłowniczej instalacji odnawialnego źródła energii do zakresu wynikającego z art. 24 ust. 4 lit. b dyrektywy, przez uwzględnienie instalacji spalania wielopaliwowego innych niż instalacje wysokosprawnej kogeneracji (analogicznie jak w przypadku obowiązku zakupu ciepła z OZE). Proponowany art. 116 ust. 2a stanowi z kolei implementację wymogu wynikającego z akapitu drugiego art. 24 ust. 5 dyrektywy w zakresie powiadomienia o warunkach, które należałoby spełnić i środkach, które należałoby wprowadzić w systemie, aby umożliwić przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii. W pozostałym zakresie implementacja powyższego przepisu dyrektywy jest zapewniona przez normę wynikającą z art. 7 ust. 1 *in fine* ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

Zgodnie z § 5 ust. 2 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 18 maja 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączania instalacji do sieci (Dz. U. poz. 1084), wydając warunki przyłączenia instalacji do sieci ciepłowniczej, uwzględnia się ocenę wpływu przyłączanej instalacji na warunki techniczne funkcjonowania systemu ciepłowniczego, a także możliwości wpływu przyłączanej instalacji na wzrost opłat za dostarczanie ciepła, ponoszonych przez odbiorców końcowych w tym systemie ciepłowniczym, sporządzoną przez dystrybutora ciepła.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych (Dz. U. poz. 92) określa w § 6 zasady przyłączania do sieci ciepłowniczej źródeł ciepła, w tym źródeł ciepła stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii.

Projekt przewiduje w delegacji do wydania rozporządzenia, zawartej w art. 116 ust. 5 ustawy OZE, określenie sposobu załatwiania reklamacji w zakresie przyłączania do sieci ciepłowniczej, biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa, bezpieczeństwo funkcjonowania pracy sieci ciepłowniczych, potrzebę ochrony środowiska naturalnego, cele gospodarcze i społeczne, w tym ochronę interesów odbiorców ciepła lub chłodu, a także udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania ciepła lub chłodu z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy, jak również potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu, lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

Proponowany art. 116 ust. 2b ustawy OZE stanowi implementację art. 24 ust. 6 dyrektywy w zakresie możliwości zwolnienia z obowiązku przyłączania i zakupu ciepła pochodzącego z odnawialnych źródeł energii przez przedsiębiorstwa działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym lub stanie się takim systemem zgodnie z uzgodnionym z Prezesem URE planem rozwoju w części dotyczącej uznania systemu ciepłowniczego za efektywny energetycznie system ciepłowniczy.

Gwarancje pochodzenia ciepła albo chłodu wytwarzanego z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii

Projektowane przepisy art. 120–125a ustawy OZE implementują do krajowego porządku prawnego art. 19 dyrektywy, przez wprowadzenie gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu wytwarzanego z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii. Stosownie do wymogów art. 19 ust. 1 dyrektywy, gwarancja pochodzenia ciepła albo chłodu ma być jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych oraz że określona w tym dokumencie ilość ciepła albo chłodu została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii. Gwarancje mogą być wydawane w odniesieniu do ciepła albo chłodu wprowadzonego odpowiednio do sieci ciepłowniczej albo sieci chłodniczej. Gwarancje są zbywalne. Nie wynikają z nich jednak prawa majątkowe.

Pozostałe przepisy zmieniające ustawę OZE

Zmiany w art. 131 ustawy OZE zakładają poszerzenie informacji zawartych w elektronicznej bazie danych wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, tworzonej i udostępnianej w Biuletynie Informacji Publicznej przez Prezesa URE, o informacje dotyczące energii ze źródeł odnawialnych w sektorze ciepłownictwa, tj. mocy zainstalowanej cieplnej poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii objętych koncesją Prezesa

URE na wykonywanie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu ciepła, ilości ciepła wytworzonego ze źródeł odnawialnych w instalacjach odnawialnego źródła energii, objętego sprawozdaniami o których mowa w art. 7c ustawy – Prawo energetyczne oraz liczbie wydanych gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu dla ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii, z podziałem na rodzaje instalacji odnawialnego źródła energii, na które zostały one wydane.

Propozycje zmian ustawy– Prawo energetyczne

Art. 3 projektu wprowadza zmiany w ustawie – Prawo energetyczne, w zakresie m.in. obowiązku przyłączenia obiektu do sieci ciepłowniczej, prawo odłączenia się od sieci ciepłowniczej, obowiązku publikowania przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji ciepła informacji dotyczącej spełnienia wymogu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne oraz udziału energii odnawialnej w systemie ciepłowniczym, jak również obowiązku przedstawiania przez przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym, sprawozdań Prezesowi URE. Wprowadzane przepisy mają również zachęcać do inwestycji w infrastrukturę ciepłowniczą, w szczególności w źródła ciepła stanowiące odnawialne źródła energii.

Obowiązek przyłączenia obiektu do sieci ciepłowniczej oraz prawo odłączenia się od sieci ciepłowniczej

Celem proponowanych zmian w art. 7b ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne oraz dodawanych w art. 7b ust. 3c–3g tej ustawy jest uregulowanie obowiązku przyłączania oraz prawa do odłączenia od systemu ciepłowniczego w sposób symetryczny. Przy czym utrzymuje się zakres obowiązku przyłączenia w tym sensie, że w dalszym ciągu będzie on dotyczył każdego systemu ciepłowniczego. Z kolei prawo do odłączenia, zgodnie z art. 24 ust. 2 dyrektywy, będzie dotyczyć jedynie systemu ciepłowniczego, który nie jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym oraz nie stanie się takim systemem do końca 2025 r. Ponadto, przesłanki znoszące obowiązek przyłączenia zostały zmodyfikowane w taki sposób, aby uwzględniały wynikający ze wskazanego wyżej przepisu art. 24 ust. 2 dyrektywy przypadek samodzielnego wytwarzania ciepła ze źródeł odnawialnych. Przyjęto przy tym, że z uwagi na wynikającą z art. 24 ust. 3 dyrektywy, możliwość ograniczenia okoliczności, w których odbiorca może się odłączyć od sieci ciepłowniczej, do sytuacji, w której następuje znacząca poprawa efektywności energetycznej, prawo do odłączenia się będzie przysługiwało

w przypadku, gdy jest planowane dostarczenie ciepła z indywidualnego źródła ciepła w obiekcie spełniającym wymogi w zakresie nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej oraz udziału ciepła wytworzonego z OZE, a także pod warunkiem nieprzyczyniania się do wzrostu tzw. niskiej emisji, przez odwołanie do wymogów dla urządzeń, które będą wykorzystywane do dostarczania ciepła do danego obiektu, które to wymogi (zwłaszcza w zakresie dopuszczalnych limitów i norm emisji) zostaną określone w akcie wykonawczym. W proponowanym art. 7b ust. 3c–3g ustawy – Prawo energetyczne wskazano zasady weryfikowania spełnienia kryteriów określonych w ust. 3.

Przepisy art. 7b ust. 3c–3g ustawy – Prawo energetyczne, dokonują transpozycji art. 24 ust. 2 akapit drugi dyrektywy, w zakresie konieczności pokrycia przez odłączającego się odbiorcę kosztów poniesionych bezpośrednio z powodu fizycznego odłączenia oraz zwrotu przedsiębiorstwu energetycznemu niezamortyzowanej części rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.

Obowiązek publikowania przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji ciepła informacji dotyczącej spełnienia wymogu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego oraz udziału energii odnawialnej w systemie ciepłowniczym

Po ust. 4 dodaje się ust. 5–8, które mają umożliwić monitoring udziału energii z odnawialnych źródeł energii, ciepła odpadowego, ciepła pochodzącego z kogeneracji w łącznej ilości ciepła dostarczonego do tego systemu ciepłowniczego w poprzednim roku kalendarzowym, a także wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej.

Proponowane przepisy art. 7b ust. 5 i 6 ustawy – Prawo energetyczne służą implementacji do krajowego porządku prawnego obowiązków informacyjnych, przewidzianych w art. 23 ust. 6 oraz w art. 24 ust. 1 dyrektywy. Dyrektywa wymaga, aby odbiorcy końcowi otrzymywali informacje na temat efektywności energetycznej i udziału energii odnawialnej w ich systemach ciepłowniczych i chłodniczych. W związku z powyższym, projektowane zmiany przewidują, że przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie przesyłania lub dystrybucji ciepła będą publikować na swoich stronach internetowych procentowe udziały energii z odnawialnych źródeł energii wraz z podaniem rodzaju odnawialnego źródła energii, ciepła odpadowego, ciepła pochodzącego z kogeneracji w łącznej ilości ciepła dostarczonego do tego systemu ciepłowniczego w poprzednim roku

kalendarzowym, oraz sumę końcowego zużycia energii cieplnej brutto wytworzonej przez wszystkich wytwórców ciepła w danym systemie ciepłowniczym wraz z ilością oraz udziałem ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego, a także wartości współczynnika nakładu energii pierwotnej w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej. W celu zapewnienia danych niezbędnych do przygotowania informacji, art. 7b ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne zakłada, że przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej, przekazuje przedsiębiorstwu energetycznemu, do którego sieci jest przyłączone, informacje niezbędne do realizacji obowiązku, o którym mowa w ust. 5, w terminie do dnia 31 stycznia każdego roku, za rok poprzedni.

Obowiązek przedstawiania przez przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym, sprawozdań Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii

Proponowany art. 7b ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne nakłada także na dystrybutora ciepła obowiązek sprawozdawczy, w zakresie procentowego udziału energii z odnawialnych źródeł energii, ciepła odpadowego, ciepła pochodzącego z kogeneracji w łącznej ilości ciepła dostarczonego do tego systemu ciepłowniczego w poprzednim roku kalendarzowym, oraz sumy końcowego zużycia energii cieplnej brutto, wytworzonej przez wszystkich wytwórców ciepła w danym systemie ciepłowniczym wraz z ilością oraz udziałem ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii wraz z podaniem rodzaju tego źródła i ciepła odpadowego. Dane przekazywane w ramach powyższego obowiązku Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii, po odpowiedniej agregacji, mogą służyć ministrowi właściwemu do spraw energii do oceny postępów realizacji krajowego celu w zakresie udziału energii z odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie i chłodnictwie.

Obowiązek sporządzenia oceny potencjału systemów ciepłowniczych i chłodniczych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego

Proponowany art. 10d ustawy – Prawo energetyczne implementuje obowiązki przewidziane w art. 24 ust. 8 dyrektywy. Na jego podstawie OSD elektroenergetycznego dokonuje oceny potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, znajdujących się w obszarze jego działania, w zakresie świadczenia usług systemowych, udostępnienia instalacji zarządzania popytem, magazynowania nadwyżek energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, na rzecz operatora systemu elektroenergetycznego. Może to dotyczyć np. wykorzystania przez urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła lub chłodu,

przyłączone do sieci ciepłowniczej lub chłodniczej, nadwyżek energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym do produkcji ciepła lub chłodu, bądź świadczenia usług zarządzania popytem, np. typu Demand Side Response (DSR), przy użyciu urządzeń lub instalacji do odbioru ciepła lub chłodu. Mechanizm ten może służyć zatem integracji sektorów elektroenergetycznego oraz ciepłownictwa i chłodnictwa.

Zagwarantowany poziom zwrotu z kapitału w zakresie źródeł i infrastruktury OZE oraz odnawialnych źródeł ciepła

Przez dodanie w art. 45 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne nowego punktu 1b motywuje się przedsiębiorstwa energetyczne do inwestycji w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami odnawialnego źródła energii oraz źródeł ciepła odpadowego do sieci ciepłowniczej. Przepis ma wspomóc osiągnięcie celu zwiększenia udziału ciepła z OZE oraz ciepła odpadowego w ogólnym bilansie dostawy ciepła do odbiorców.

Symulacja zmian obciążeń odbiorców ciepła w ostatnio zatwierdzonych przez Prezesa URE 10 taryfach dla ciepła wytwórców, dokonana przy założeniu inwestycji w kocioł na biomasę o mocy 5 MW i skutkująca uwzględnieniem 7% zwrotu z kapitału, wskazywała na niewielki wzrost średniej ceny wytwarzania ciepła na poziomie 0,65–3,18%. Taki wzrost średniej ceny ciepła przekładał się na wzrost obciążeń odbiorców w zakresie 0,46–2,23%. Natomiast prognozowany dziesięcioletni okres inwestycji w źródła ciepła OZE oraz prognozowane zmniejszenie emisji kosztów dwutlenku węgla wykazało zmniejszenie opłat odbiorców wynikające z przewagi unikniętych kosztów nad zwiększeniem zwrotu z kapitału.

Zwolnienie z obowiązku przedstawiania Prezesowi URE taryf dla ciepła z małych źródeł OZE

Dodanie w art. 47 po ust. 1b ustawy – Prawo energetyczne nowego ust. 1c również powinno motywować do inwestycji w małe źródła ciepła będące źródłami OZE, które będą wspomagać zwiększenie udziału ciepła ze źródeł niskoemisyjnych.

Możliwość jednorazowego odstąpienia od kształtowania taryf dla ciepła z kogeneracji w sposób uproszczony i kalkulacji ich na podstawie kosztów

Dodanie w art. 47 po ust. 2f ustawy – Prawo energetyczne nowego ust. $2f^1$ pozwoli na faktyczne uwzględnienie kosztów będących kosztami uzasadnionymi prowadzenia działalności gospodarczej wytwarzania ciepła w kogeneracji, wraz z uzasadnioną wielkością zwrotu z kapitału, co przy aktualnie dynamicznym wzroście opłat związanych z uprawnieniami

do emisji oraz niestabilnymi cenami paliw jest przenoszone w średnich cenach ciepła stosowanych w taryfach kształtowanych w sposób uproszczony – z dużą inercją. Zmiana pozwoli na poprawę płynności przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających ciepło w kogeneracji.

3.2. **Gwarancje pochodzenia (art. 19 REDII)**

Zgodnie z art. 120 ust. 1 ustawy OZE gwarancja pochodzenia jest dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z uniknięte emisji gazów cieplarnianych oraz że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z OZE w instalacjach odnawialnego źródła energii.

Wdrożenie REDII wymaga dokonania zmian przepisów i mechanizmu funkcjonującego już na rynku polskim, a więc gwarancji pochodzenia. Z punktu widzenia funkcjonowania tego systemu zmiany mają charakter ewolucyjny. Gwarancje pochodzenia pozostają jednym z kluczowych elementów korporacyjnych umów na sprzedaż energii, stanowiących metodę finansowania rozwoju OZE, bez konieczności zaangażowania środków publicznych i tym samym, z zachowaniem odpowiednich proporcji – będąc rodzajem alternatywy dla obowiązujących systemów wsparcia. Wykorzystanie gwarancji pochodzenia w tym zakresie stanowi warunek potwierdzenia wystąpienia efektu ekologicznego wynikającego z wykorzystania energii objętej taką umową.

Oprócz kwestii wdrożenia REDII, modyfikacja przepisów odpowiedzialnych za funkcjonowanie gwarancji pochodzenia ma na celu również przygotowanie właściwych regulacji, które umożliwią przystąpienie polskiego organu wydającego gwarancje pochodzenia, do międzynarodowego stowarzyszenia Association of Issuing Bodies, zwanego dalej „AiB".

Przepisy ogólne dotyczące gwarancje pochodzenia – ustawa OZE

W art. 1 ustawy OZE dokonano zmiany brzmienia pkt 3, który to w przedmiot regulacji ustawy OZE wpisuje zasady wydawania gwarancji pochodzenia. Jednocześnie, rozszerza się możliwość wydania gwarancji pochodzenia na takie rodzaje i nośniki energii, jak: biometan, ciepło albo chłód, wodór odnawialny, biogaz albo biogaz rolniczy. Uzasadnieniem tej zmiany jest fakt, że REDII stanowi o powinności rozszerzenia gwarancji pochodzenia, które są obecnie stosowane do odnawialnej energii elektrycznej, na inne rodzaje i nośniki energii, jakimi są m.in. biometan, wodór odnawialny, biogaz, biogaz rolniczy, czy też ciepło albo chłód.

Zmiany mają na celu rozszerzenie funkcjonalności związanych z obrotem gwarancjami pochodzenia, zarówno w obszarze rynku lokalnego, jak i realizowanej wymiany transgranicznej. Proponowane zmiany wprowadzają przepisy ukierunkowane na dostosowanie polskiego systemu gwarancji pochodzenia do norm obowiązujących w ramach państw zrzeszonych w Unii Europejskiej i stosowanych tam standardów. Wzmocnienie narzędzi wykorzystywanych w ramach systemu gwarancji pochodzenia oraz dalsze usprawnienie obrotu tymi gwarancjami na arenie międzynarodowej pozwoli na optymalizację przychodów wytwórców, bazując na dobrowolnym wsparciu energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE przez odbiorców energii.

Nowelizacja będzie stanowić spójne i przejrzyste włączenie wodoru odnawialnego do systemu gwarancji dla innych nośników energii oraz ułatwi rozwój handlu transgranicznego wodorem odnawialnym. W tym celu zaproponowano nie tylko wprowadzenie definicji wodoru odnawialnego, jak również zmianę w definicji instalacji odnawialnego źródła energii. W przepisach także przyjęto, że w pojęciu wytwarzania wodoru odnawialnego, mieści się także jego uzyskiwanie w procesie elektrolizy. Uzupełniono również wspomnianą definicję pojęcia instalacji odnawialnego źródła energii o możliwość jej połączenia z instalacją magazynową w rozumieniu art. 3 pkt 10a ustawy – Prawo energetyczne, wykorzystywaną do magazynowania wodoru odnawialnego.

Wprowadzenie gwarancji pochodzenia dla wodoru odnawialnego jest częścią kompleksowego pakietu zmian legislacyjnych określonych w strategicznym dokumencie pn. Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040 (PSW). Ich uregulowanie należy do najistotniejszych działań planowanych przez Rząd RP w celu realizacji PSW i ma na celu nie tylko usunięcie barier dla rozwoju rynku wodoru odnawialnego oraz zachęcenie do stopniowego zwiększania wykorzystania OZE na potrzeby elektrolizy, ale przede wszystkim na stworzeniu polskiej gałęzi gospodarki wodorowej oraz utrzymaniu konkurencyjności polskiej gospodarki w dążeniu do osiągnięcia neutralności klimatycznej.

Szczegółowe zmiany w ramach rozdziału 5 – Gwarancje pochodzenia

Zmiana zakresu objętego gwarancjami pochodzenia

Zmiany w art. 120 ust. 1 ustawy OZE są konsekwencją rozszerzenia grupy rodzajów oraz nośników energii, na które jest wydawana gwarancja pochodzenia. Co więcej zdecydowano się na zrezygnowanie z poświadczenia gwarancjami pochodzenia wartości środowiskowych wynikających z unikniętej emisji gazów cieplarnianych. Zmiana ta wynika z implementacji art. 2 pkt 12 REDII, który zawiera definicję gwarancji pochodzenia. Zgodnie z

nią, gwarancją pochodzenia jest elektroniczny dokument, który służy wyłącznie jako dowód dla odbiorcy końcowego, że dana część lub ilość energii została wyprodukowana ze źródeł odnawialnych. Definicja zawarta w art. 120 ust. 1 ustawy OZE jest bardziej rozbudowana i w zakresie poświadczenia przez gwarancje pochodzenia wartości środowiskowych wynikających z uniknięte j emisji gazów cieplarnianych wykracza poza zakres obligatoryjnych elementów określonych w dyrektywie.

REDII wskazuje, że państwo członkowskie UE musi zapewnić należyte uwzględnienie wartości rynkowej gwarancji pochodzenia, jeżeli chce, aby wytwórca korzystał zarówno z systemu gwarancji pochodzenia, jak i mechanizmów wsparcia. Zgodnie z tym, dodanie ust. 4 do art. 120 ustawy OZE ma za zadanie wyjaśnić, że możliwe jest, aby wytwórca energii ze źródeł odnawialnych, po spełnieniu szeregu wymagań zawartych w rozdziale 5 ustawy, mógł starać się zarówno o wydanie gwarancji pochodzenia, jak również korzystać z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii, o których mowa w rozdziale 4 ustawy OZE. Stan prawny obecnie również umożliwia takim wytwórcom korzystanie z tych dwóch systemów, niemniej jednak wydaje się, że ta materia nie została właściwie uszczegółowiona w przepisach ustawowych. Uwzględnienie wartości rynkowej gwarancji pochodzenia w takich systemach wsparcia jak system aukcyjny, czy też system świadectw pochodzenia, tzw. zielonych certyfikatów, nie wymaga żadnych szczegółowych regulacji prawnych. Wynika to wprost z regulacji zawartych w REDII, w których uznaje się, że wartość rynkowa gwarancji pochodzenia zostaje należycie uwzględniona gdy wsparcie finansowe jest przyznawane w tożsamych do powyższych systemach.

Co zaś się tyczy systemów wsparcia opartych o taryfy gwarantowane lub system dopłat do ceny rynkowej, należy uznać, że rynkowa wartość gwarancji pochodzenia zostanie określona jako jeden z parametrów ekonomicznego funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii. Należy w tym miejscu jednoznacznie podkreślić, że zgodnie z obecnym stanem prawnym, wytwórca, który korzysta z systemu wsparcia opartego o taryfy gwarantowane lub system dopłat do ceny rynkowej, nie ma możliwości wygenerować przychodu, w którym uzyska za sprzedaż 1 MWh kwotę większą niż równowartość 100% ceny referencyjnej dla danej technologii (nadwsparcia), nawet jeżeli zostanie doliczony do tego przychód wynikający z tytułu funkcjonowania w rejestrze gwarancji pochodzenia. Dla obu systemów bowiem, zgodnie z przepisami art. 70a ust. 1 i 2 w związku z art. 70e ustawy OZE, poziom wsparcia wynosi odpowiednio 95 i 90 procent ceny referencyjnej. Niemniej jednak, ze względu na zmianę wartości gwarancji pochodzenia, zadaniem Ministra Klimatu i Środowiska jest

monitorowanie rynku gwarancji pochodzenia, m.in. przez analizę danych w tym zakresie przekazanych w sprawozdaniu z działalności Prezesa URE na dany rok.

Projektowany art. 120 ust. 5 ustawy OZE stanowi o momencie wprowadzenia energii w inne miejsce niż sieć. Dodanie tego przepisu jest uzasadnione m.in. zmianą w ust. 1, który umożliwia wydanie gwarancji pochodzenia dla rodzaju lub nośnika energii, który nie został wprowadzony do sieci. Celem tej zmiany jest również zaadresowanie kwestii rozszerzenia obszaru funkcjonowania gwarancji pochodzenia na dodatkowe rodzaje lub nośniki energii, jakimi są: biometan, wodór odnawialny, biogaz, biogaz rolniczy, czy też ciepło albo chłód. W takim przypadku projekt, w art. 120 ust. 5 pkt 1 ustawy OZE, dopuszcza umożliwienie wydania gwarancji pochodzenia takiemu wytwórcy, o ile wytwórca dostarcza energię za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne.

W projektowanym art. 120 ust. 5 pkt 1 ustawy OZE *in fine* został określony szczególny przypadek, gdy wprowadzenie energii elektrycznej następuje w momencie dostarczenia wprost do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan. Punkt ten adresuje sytuację, w której wytwórca posiada instalację odnawialnego źródła energii, która produkuje energię elektryczną, a także posiada bezpośrednio przyłączoną do niej instalację wytwarzającą wodór odnawialny z tej energii elektrycznej z zastosowaniem procesu elektrolizy. Jeżeli ta instalacja OZE wytwarzająca energię elektryczną nie jest podłączona do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej oraz nie korzysta z linii bezpośredniej, przepisy ustawy uniemożliwiłyby jej uzyskanie gwarancji pochodzenia, co w następstwie doprowadzałoby do sytuacji, w której pochodny nośnik energii, jakim jest wodór odnawialny, nie mógłby poświadczyć odbiorcy końcowemu wartości środowiskowych wynikających z jego wyprodukowania. Ze względu na podobną charakterystykę w tym obszarze, analogiczne wyjaśnienie ma również zastosowanie do nośnika, jakim jest biometan. W pkt 2 oraz pkt 3, w związku z rozszerzeniem obszaru funkcjonowania gwarancji pochodzenia na dodatkowe rodzaje lub nośniki, wyjaśnia się, że ze względu na charakterystykę biometanu, biogazu, biogazu rolniczego, jak i wodoru odnawialnego mogą one zostać transportowane zaraz po wytworzeniu – za pomocą m.in. transportu kołowego lub kolejowego. Dla biometanu, w przypadku braku konieczności jego transportowania, szczególnym przykładem będzie wprowadzenie go do instalacji służącej do tankowania pojazdów silnikowych. Niezaadresowanie tej kwestii w przepisach ustawowych stanowiłoby istotne wyłączenie dla tych technologii ze względu na fakt, że wodór odnawialny na obecnym etapie rozwoju rynku w dużej mierze będzie transportowany poza siecią gazową. W ostatnim czasie Ministerstwo

Klimatu i Środowiska obserwuje również wzrost zainteresowania takimi rodzajami transportu w odniesieniu do biometanu.

Jeżeli chodzi o rodzaje lub nośniki energii, które są wprowadzane do sieci, w tym zakresie dla energii elektrycznej określenie sposobu wprowadzenia do sieci nie zmienia się, gdyż opiera się tak samo jak wcześniej na wprowadzeniu do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej. Analogicznie tyczy się to nowych rodzajów lub nośników energii. Czyli w przypadku biometanu oraz wodoru odnawialnego właściwa będzie sieć gazowa, a dla ciepła lub chłodu będzie to sieć ciepłownicza lub chłodnicza. W związku z faktem, że z uwagi na techniczne aspekty funkcjonowania tych sieci, wynikające z innych przepisów, ustawodawca nie zdecydował się na doprecyzowanie tej kwestii w ustawie. Przez dodanie art. 120 ust. 6 do ustawy OZE wyjątkowo dopuszcza się (tylko dla celów wydania gwarancji pochodzenia) określenie ilości energii elektrycznej proporcjonalne, na podstawie danych układów pomiarowo-rozliczeniowych znajdujących się w instalacji odnawialnego źródła energii, czyli na zaciskach generatora, ogniwa fotowoltaicznego lub ogniwa paliwowego. Zmiana ma na celu umożliwienie wydania gwarancji pochodzenia na poszczególną instalację, a nie tylko dla grupy instalacji wspólnie opomiarowanych na poziomie wprowadzenia energii elektrycznej do sieci.

W związku z rozszerzeniem obszaru funkcjonowania gwarancji pochodzenia na dodatkowe rodzaje lub nośniki energii, jakimi są biometan, biogaz, biogaz rolniczy, wodór odnawialny, czy też ciepło albo chłód, przepisy ustawowe powinny w sposób wyczerpujący wskazać możliwości wydania gwarancji pochodzenia w sytuacji, kiedy dochodzi do konwersji energetycznej, co zostało zaadresowane w szczególności w art. 120 ust. 7 ustawy OZE. Należy podkreślić, że gwarancja pochodzenia poświadcza odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające przede wszystkim z faktu, że energia została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii. Energia ta może podlegać kilku procesom technologicznym, skutkiem czego będzie powstanie nowego rodzaju lub nośnika energii. Ważne jest, aby odbiorca końcowy miał pewność, że na każdym etapie procesu technologicznego, który skutkował powstaniem nowego rodzaju lub nośnika energii, energia ta była energią ze źródeł odnawialnych wytworzoną w instalacji odnawialnego źródła energii. Dlatego też dodaje się obowiązek wydania gwarancji pochodzenia na każdy rodzaj lub nośnik energii będący obecnym w każdym etapie konwersji energetycznej (dla pierwotnych oraz pochodnych rodzajów lub nośników energii). Kwestia właściwego zaadresowania

konwersji energetycznej jest kluczowa z perspektywy uzgodnienia polskiego prawodawstwa z normą CEN – EN 16325, a co za tym idzie członkostwa w AiB.

Wprowadzany art. 120 ust. 8 ustawy OZE adresuje szczególną sytuację, w której wytwórca energii z OZE dokonuje sam procesu konwersji energetycznej. Przypadek taki może nastąpić kiedy wytwórca posiada zarówno instalację OZE (np. instalację wiatrową), która wytwarza energię elektryczną, jak i również instalację, która dokonuje procesu konwersji energii (np. instalację wyposażoną w elektrolizer, który za pomocą procesów technologicznych konwertuje energię elektryczną w wodór odnawialny). W takim przypadku wytwórca najpierw składa wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia na energię elektryczną wyprodukowaną z instalacji wiatrowej i umarza „na siebie" gwarancje pochodzenia w celu dokonania konwersji, a następnie składa wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia wodoru odnawialnego, dołączając informacje o gwarancji pochodzenia wydanej dla pierwotnego rodzaju lub nośnika energii. Wytwórca zawsze musi poświadczyć gwarancją pochodzenia, że pierwotny rodzaj lub nośnik energii był wyprodukowany z instalacji odnawialnego źródła energii. Konsekwencją tego jest potrzeba umorzenia gwarancji pochodzenia wydanej na cele konwersji energetycznej „na siebie". W ten sposób wykazuje się, że dana ilość energii została wytworzona wyłącznie w celu dokonania konwersji i z punktu widzenia systemu gwarancji pochodzenia nie może ona zostać zużyta na inne potrzeby. Co więcej, wyjaśnia się, że potwierdzenie umorzenia gwarancji pochodzenia jest dokumentem wydawanym w formie określonej przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 ustawy OZE. W tym zakresie podkreśla się potrzebę niezwłocznego umorzenia takiej gwarancji pochodzenia w przypadku, w którym nastąpił obowiązek wydania gwarancji pochodzenia na pierwotny nośnik lub rodzaj energii.

Wprowadzony art. 120 ust. 9 ustawy OZE reguluje szczególną sytuacje, w której gwarancja pochodzenia jest wydawana dla biometanu (w przypadku braku konieczności jego transportowania) wprowadzonego bezpośrednio do instalacji służącej do tankowania pojazdów silnikowych. W tym zakresie gwarancja pochodzenia nie może zostać przeniesiona, gdyż omawiany nośnik energii nie ma możliwości być przedmiotem konwersji energetycznej.

Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia

Zmiana dokonana w art. 121 ust. 1 ustawy OZE ma na celu przede wszystkim dostosowanie tego przepisu do zmian zaproponowanych w art. 120 ust. 1. Dodatkowo przepis ten wyraźnie wskazuje, że mikroinstalacje są wyłączone z systemu gwarancji pochodzenia. Uzasadnieniem tego stanu rzeczy jest przede wszystkim marginalny udział podmiotów

posiadających takie instalacje w rejestrze gwarancji pochodzenia, a także niskie korzyści finansowe dla prosumentów z potwierdzania pochodzenia nadwyżek energii.

W zakresie składania wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, ust. 2 również został dopasowany do zmian wprowadzanych w rozdziale 5 niniejszą nowelizacją. Warto zaznaczyć, że w przypadku energii elektrycznej, która korzysta z linii bezpośredniej lub zostaje dostarczona wprost do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny czy biometan, wniosek składa się bezpośrednio do jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji, zwanej dalej „jednostką akredytowaną".

Analogiczna sytuacja dotyczy wodoru odnawialnego, biometanu, biogazu lub biogazu rolniczego – jeżeli energia ta nie trafia do sieci gazowych. Szczególnym przypadkiem jest umożliwienie złożenia wniosku o gwarancje pochodzenia przez podmiot, który jest przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła lub chłodu. Taki podmiot, zgodnie z projektem, również składa wniosek bezpośrednio do jednostki akredytowanej. Należy zaznaczyć, że dodanie nowego obowiązku poszerzy zakres usług prowadzonych przez właściwe jednostki akredytowane. Obecnie w rejestrze gwarancji pochodzenia znajdują się 1533 podmioty (stan na dzień 9 grudnia 2022 r.). Ze względów na otworzenie się systemu gwarancji pochodzenia na zupełnie nowe podmioty, zakłada się zwiększenie częstotliwości działań takich jednostek. Należy również pamiętać, że sytuacje związane z dostarczaniem energii elektrycznej przez linię bezpośrednią lub dostarczanie energii elektrycznej wprost do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan, będą miały z początku niewielkie znaczenie, ze względu na nowość tych technologii. Nie wyklucza się z kolei wzrostu zainteresowania tymi technologiami ze względu na rozwój systemu gwarancji pochodzenia.

Zmiany w zakresie samego wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w art. 121 ust. 3 ustawy OZE również wynikają z projektowanych zmian rozdziału 5. Przede wszystkim, rozszerza się wniosek na pozostałe rodzaje lub nośniki energii. W pkt 4 ogranicza się okres, za który wytwórca może wystąpić o wydanie gwarancji pochodzenia, do sześciu miesięcy. Skrócenie przedmiotowego okresu ma na celu optymalizację obrotu tymi instrumentami oraz uniknięcie nadmiernego wydłużania terminów, w których mogą być one wykorzystane.

Następstwem wprowadzenia konwersji energetycznej jest również dodanie do wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia informacji o potwierdzeniu przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 pkt 1 ustawy OZE umorzenia dla pierwotnego rodzaju lub nośnika energii, który jest wykorzystywany w procesie, o czym mowa w projektowanym art. 121 ust. 3 pkt 3.

Dodanie pkt 7 jest oczywistym następstwem rozszerzenia systemu gwarancji pochodzenia na inne rodzaje lub nośniki energii. Chodzi przede wszystkim o to, aby w sposób jasny zaobserwować krok po kroku ścieżkę produkcji nośnika energii, na który zostaje wystawiony wniosek. Podkreśla się, że zgodnie z wprowadzeniem procesu konwersji, nie ma jasności, czy dany nośnik energii jest nośnikiem pierwotnym energii czy nośnikiem pochodnym energii. Kompleksowe informacje zawarte we wniosku w sposób nie budzący zastrzeżeń będą wyjaśniać takie sytuacje.

Dodany w art. 121 ust. 3a ustawy OZE stanowi, czym jest łączna moc zainstalowana instalacji odnawialnego źródła energii, w której zostało wytworzone ciepło albo chłód. Informacja ta jest niezbędna, aby wypełnić wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia.

W art. 121 ust. 4 ustawy OZE usunięto wyrażenie „oraz innych dokumentów potwierdzających wydanie gwarancji pochodzenia". Należy uzasadnić, że Prezes URE nie wydaje żadnych innych dokumentów potwierdzających wydanie gwarancji pochodzenia, tak więc mogło to prowadzić do niewłaściwej interpretacji tego przepisu.

Zmiany brzmienia w art. 121 ust. 5 ustawy wynikają z rozszerzenia systemu gwarancji pochodzenia na pozostałe rodzaje lub nośniki energii oraz na możliwość wydania gwarancji pochodzenia w odniesieniu do energii, która nie została przesłana do sieci. Dlatego też w właściwych przypadkach opisanych w omawianym przepisie, weryfikacji będzie dokonywać jednostka akredytowana. Dodanie tej regulacji wynika z faktu, że jak dotąd gwarancja pochodzenia była wydawana dla energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej. Biorąc pod uwagę przypadki, w których określone rodzaje lub nośniki energii nie trafiają do żadnej z sieci, jest niemożliwe, aby ich weryfikacji danych dokonywał właściwy operator sieci dystrybucyjnej czy też przesyłowej. Niemniej jednak, takie jednostki nie mogą zostać zwolnione z obowiązku weryfikacji danych. Szczególnym przypadkiem, w którym będzie działać jednostka akredytowana, jest sytuacja, w której o wydanie gwarancji pochodzenia wnioskuje przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem ciepła albo chłodu, które musiałoby dokonać takiej weryfikacji niejako we własnym zakresie. Proponuje się zatem posłużyć regulacjami, na które pozwala norma CEN – EN 16325, gdzie określa się zagadnienia właściwe dla podmiotu *Authorised Measurement Body,* który to podmiot jest odpowiedzialny za zbieranie i ustalenie wartości pomiarowych. W innych przypadkach weryfikacji dokonuje właściwy operator sieci.

Istotną zmianą jest również dodanie do art. 121 ustawy nowych ust. 7–10. Przez dodanie nowych rodzajów lub nośników energii, które mogą uzyskać gwarancje pochodzenia, pojawiła się potrzeba określenia właściwej metody ustalenia rzeczywistej ilości tego rodzaju lub nośnika. Tak więc w przypadku biometanu, przepis odwołuje się do przepisów wydanych na podstawie art. 62 ustawy OZE. Przepis ten stanowi delegację do wydania rozporządzenia, w którym określi się m.in. sposób przeliczenia ilości biometanu, biogazu i biogazu rolniczego wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych za pomocą środka innego niż sieci gazowe, na ilość energii oraz stanowi usystematyzowanie wymagań w zakresie dokonywania pomiarów rejestracji i sposobu obliczania ilości tego biometanu, biogazu i biogazu rolniczego. Analogiczne rozwiązanie zastosowano w ust. 8 w odniesieniu do potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości ciepła albo chłodu. Przepis ten odwołuje się do art. 61 ustawy OZE również stanowiącego delegację do wydania rozporządzenia. Należy podkreślić, że w obecnie nie ma przepisu ustawowego, który stanowiłby delegację do wydania rozporządzenia w celu określenia analogicznych informacji dla wodoru odnawialnego – tak jak w przypadku biometanu oraz ciepła lub chłodu. Stąd też pojawiła się potrzeba wprowadzenia art. 62a w ustawie OZE, który stanowi delegację do wydania rozporządzenia, które zaadresuje kwestie ustalenia parametrów technologicznych i technicznych instalacji, i wymagań dotyczących dokonania pomiarów dla wytworzonego wodoru odnawialnego, co jest uregulowane w ust. 10.

Dodany ust. 11 stanowi o opracowaniu, opublikowaniu i aktualizowaniu programu akredytacji jednostek akredytowanych. Podkreśla się, że wprowadzenie regulacji mających na celu pracę jednostek akredytowanych w obszarze gwarancji pochodzenia, musi zostać wsparte stworzeniem programu akredytacji, którego celem będzie identyfikacja i właściwe przygotowanie jednostek akredytowanych do nowych obowiązków. W związku z powyższym, w przepisach przejściowych do projektu, określono termin opracowania po raz pierwszy tego programu akredytacji i przekazywania informacji o jednostkach akredytowanych, którym udzielono akredytacji, ograniczono zakres akredytacji, zawieszono lub cofnięto akredytację.

Wydawanie gwarancji pochodzenia

Zmiany w art. 122 ust. 2 ustawy wynikają głównie z faktu rozszerzenia funkcjonowania gwarancji pochodzenia na inne rodzaje lub nośniki energii, a także ze względu na przyjęcie możliwości wydania gwarancji pochodzenia dla energii, która nie jest wprowadzana do sieci. W takim przypadku, wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia do Prezesa URE przekazuje jednostka akredytowana. To samo tyczy się przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego

się dystrybucją lub przesyłaniem ciepła lub chłodu, które planuje potwierdzić wytworzoną energię przez wydanie gwarancji pochodzenia.

Jeśli zaś chodzi o kwestię przeniesienia gwarancji pochodzenia, to w omawianym art. 122 ustawy dodaje się ust. 3a oraz 4. Przepisy te mają na celu przede wszystkim dokonanie implementacji przepisów REDII, która w art. 19 ust. 3 wskazuje, że gwarancje pochodzenia tracą ważność w terminie 18 miesięcy po dacie wyprodukowania jednostki energii.

Zmiany w ust. 7, 9, 11 i 12 adresują jedną z podstawowych zmian, jaką jest rozszerzenie funkcjonowania gwarancji pochodzenia na inne rodzaje lub nośniki energii.

Uznanie gwarancji pochodzenia wydanej w innym państwie członkowskim

W art. 123 ustawy dodaje się ust. 5–8. Dodawany ust. 5 ma na celu uszczelnienie systemu gwarancji pochodzenia, przez doprecyzowanie procesu wprowadzania tych instrumentów do obrotu na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Z kolei ust. 6–8 odpowiadają za uregulowanie sytuacji zainteresowanych podmiotów w przypadku przystąpienia Prezesa URE do AiB. Stowarzyszenie to zrzesza podmioty wydające gwarancje pochodzenia. W konsekwencji przystąpienia właściwego polskiego organu do AiB nastąpi synchronizacja polskiego rejestru z HUB-em prowadzonym przez AIB oraz standardem European Energy Certificate System (EECS). Brak członkostwa w AIB, obok kwestii czysto formalnych – ograniczających możliwość wymiany gwarancji pochodzenia w ujęciu międzynarodowym, dla niektórych potencjalnych inwestorów zagranicznych może stanowić także czynnik decydujący o atrakcyjności inwestycji w Polsce. Coraz więcej przedsiębiorstw, dbając o swój wizerunek, chce komunikować na zewnątrz, że energia wykorzystywana w tym przedsiębiorstwie pochodzi ze źródeł odnawialnych. Środkiem niezbędnym do zapewnienia międzynarodowej uznawalności gwarancji pochodzenia jest przystąpienie do AIB.

Zgodnie z powyższym zakłada się, organ wydający gwarancje pochodzenia w Polsce, tj. Prezes URE, może przystąpić do powyższego stowarzyszenia. Art. 123 ust. 7 ustawy reguluje kwestię kosztów związanych z członkostwem w omawianym stowarzyszeniu. Członkostwo w AIB pociąga za sobą konieczność poniesienia kosztów administracyjnych w postaci składki członkowskiej. Koszty te są proporcjonalne do wolumenu wymiany międzynarodowej gwarancji z danego kraju i mogą wynieść od 6 000 EUR (<4 TWh) do 77 600 EUR (> 8 TWh) rocznie. Warto podkreślić, że koszty składki członkowskiej nie są stałe i ulegają zmianom, a podane powyżej dane są aktualne na miesiąc grudzień 2022 r. Z uwagi na wolumen obrotu na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) przekraczający 10 TWh, składka

byłaby wyższą z podanych powyżej wartości. Proponuje się, aby pokrycie kosztów uczestnictwa w AIB w postaci składki, odbywało się ze środków podmiotu prowadzącego rejestr gwarancji pochodzenia. Uczestnictwo w AIB wygeneruje korzyści związane z zagospodarowaniem dodatkowego popytu na gwarancje pochodzenia, co spowoduje osiągnięcie wyższych przychodów z ich sprzedaży przez polskich wytwórców. Zgodnie z powyższym, największymi beneficjentami przystąpienia do AiB będą zarówno podmioty zarejestrowane na TGE, jak i również sama giełda.

Wskazuje się, że członkostwo w AiB będzie wymagać utworzenia systemu teleinformatycznego umożliwiającego przystąpienie URE do tego stowarzyszenia, co jest kluczowe z punktu widzenia wymiany danych z Europejskim Systemem Certyfikatów Energetycznych. Koszty budowy i utrzymania takiego nowego systemu będą pokrywane z opłaty OZE, o której mowa w art. 95 ustawy OZE. W tym zakresie warto podkreślić, że koszty rozbudowy i utrzymania obecnego systemu służącego realizacji zadań Prezesa URE w obszarze gwarancji pochodzenia będą również pokrywane z opłaty OZE.

W ust. 8 określono, że docelowo szczegółowe zasady współpracy między dwoma organami bezpośrednio zaangażowanymi w obecność Polski w stowarzyszeniu AiB, tj. Prezesa URE oraz Towarowej Giełdy Energii, zostaną określone w zawartym przez te podmioty porozumieniu. Celem tego przepisu jest umożliwienie stworzenia bezpiecznych fundamentów współpracy między tymi podmiotami.

Niemniej jednak, w dalszej części projektu ustawy zawarto niezbędne przepisy dodatkowo uszczegółowiające tryb przystąpienia do wskazanego stowarzyszenia. Zgodnie z art. 32 ust. 1 projektu, Prezes URE informuje podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia o planowanej dacie złożenia wniosku o przystąpienie do AiB. Dla obu stron przyszłego porozumienia jest kluczowe wczesne uzyskanie takiej informacji, aby odpowiednio wcześnie rozpocząć właściwie przygotowania do jego zawarcia i ewentualne negocjacje. Z kolei art. 32 ust. 2 projektu ustala termin, w którym to porozumienie powinno zostać zawarte. W opinii projektodawcy takie rozwiązanie zapewni wystarczający poziom pewności w zakresie terminów zawarcia porozumienia, jak również poziom elastyczności potrzebny w przypadku tej regulacji.

Rejestr gwarancji pochodzenia

W art. 124 ustawy OZE dokonano zmiany w ust. 1 i 2 dostosowując te przepisy do nowego brzmienia rozdziału 5. W ust. 2 dodaje się również pkt 4 precyzując, o jaki rodzaj

lub nośnik energii chodzi. Należy podkreślić, że zgodnie ze zmianami rozdziału 5 ustawy, do rejestru gwarancji pochodzenia wpisuje się gwarancje pochodzenia dla wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii: energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu i wodoru odnawialnego, biogazu lub biogazu rolniczego. Podkreśla się, że gwarancje te funkcjonują w ramach jednego rejestru gwarancji pochodzenia, dlatego też celem ustawodawcy nie jest dalsze rozdzielanie sytuacji rodzajów lub nośników energii, które ewentualnie mogłoby doprowadzić do stworzenia więcej niż jednego rejestru gwarancji pochodzenia.

W art. 124 ustawy OZE dodaje się ust. 10–13. W ust. 10 podkreśla się, że w związku z wejściem Polski do AiB, gwarancje pochodzenia będą wydawane również przez podmiot inny niż Prezes URE. Oznacza to, że konsekwencją wejścia Polski do stowarzyszenia AiB będzie możliwość uproszczonego wydania gwarancji pochodzenia przez właściwy organ w innym kraju oraz wprowadzenia takiej gwarancji pochodzenia do rejestru prowadzonego przez TGE. Kolejne dodawane przepisy mają na celu uszczelnienie procesu przekazywania i zbierania danych dotyczących gwarancji pochodzenia wprowadzanych do obrotu na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz przenoszonych na rzecz innych podmiotów. Zmiany obejmują również nałożenie na podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia obowiązku publikacji rocznych bilansów dotyczących gwarancji podlegających transferom transgranicznym. Z kolei dodanie ust. 12 ma na celu wyszczególnienie sytuacji, w której gwarancja pochodzenia jest przenoszona w sieci ciepłowniczej. Zgodnie z normą CEN – EN 16325, taka gwarancja pochodzenia może zostać przeniesiona wyłącznie na rzecz podmiotu, który jest przyłączony do tej samej sieci ciepłowniczej.

Umorzenie gwarancji pochodzenia

W art. 124a ustawy OZE zmienia się przede wszystkim ust. 5, który umożliwia dokonanie umorzenia gwarancji pochodzenia na potrzeby procesu konwersji energetycznej.

Ponadto dodaje się ust. 6–8. Dodany ust. 6 dotyczy procesu umarzania gwarancji pochodzenia i ma na celu doprecyzowanie zakresu informacji, jakie są przekazywane wraz z wnioskiem o potwierdzenie umorzenia gwarancji. Co więcej, przepis ten, w pkt 4, określa, zgodnie ze zmianami rozdziału 5, że może istnieć kilku odbiorców, na rzecz których jest dokonywane umorzenie gwarancji pochodzenia. Oprócz odbiorcy końcowego, gwarancję pochodzenia można umorzyć na rzecz przedsiębiorstwa energetycznego. Z kolei z pkt 4 lit. b wynika, na jaki cel jest dokonywane umorzenie gwarancji pochodzenia. Jeśli celem tym jest konwersja energetyczna, to należy to wskazać we wniosku.

Dodawany ust. 7 nakłada na podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia obowiązek publikacji rocznych bilansów umorzonych gwarancji pochodzenia. Powyższe ma na celu doprecyzowanie procesu agregacji danych o umorzonych gwarancjach pochodzenia, które będą mogły zostać wykorzystane do obliczania miksu resztkowego. O tym, jakie gwarancje pochodzenia nie mogą zostać wykorzystane do obliczania bilansu, stanowi m.in. ust. 8.

Warto podkreślić, że odpowiedni przepis przejściowy konkretyzuje treść powyższych regulacji, przez ustalenie roku 2024 jako pierwszego, za który trzeba sporządzić bilans. Analogiczny termin został zaproponowany w przypadku rocznego bilansu gwarancji pochodzenia z art. 124 ust. 13 ustawy.

Odmowa wydania/uznania gwarancji pochodzenia

W art. 125 ustawy zmienia się ust. 1 pkt 1. Zmiana jest związana z faktem, że wniosek o gwarancję pochodzenia może zostać złożony nie tylko do operatora systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego elektroenergetycznego, ale również do operatorów sieci gazowych – w przypadku biometanu i wodoru odnawialnego, do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła lub chłodu, a także do jednostki akredytowanej.

Całkowity roczny miks energii resztkowej gwarancji pochodzenia

Dodawany art. 125a ustawy stanowi podstawę prawną do obliczania i publikowania rocznego miksu energii resztkowej, rozumianego jako całkowity roczny miks energetyczny danego państwa członkowskiego UE z wyłączeniem części objętej umorzonymi gwarancjami pochodzenia. Obliczanie miksu energii resztkowej to podstawowy warunek stawiany przed członkami AiB i powinien on być obliczany zgodnie z normą CEN – EN 16325. Bilans jest sporządzany do dnia 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy miks energii resztkowej. Z kolei do dnia 30 kwietnia określone podmioty, które są w posiadaniu danych o wytworzonej i wprowadzonej do sieci (lub wprowadzonej w inne miejsce niż sieć) energii elektrycznej, przekazują te dane wraz z ilością energii elektrycznej (wyrażoną w MWh) importowanej i eksportowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi poszczególnych krajów. Podkreśla się, że zgodnie z przepisem przejściowym (art. 32 pkt 2), pierwszy bilans jest sporządzany za rok 2024.

Należy wyjaśnić, że w ust. 3 symbol Igp dotyczy tej ilości energii, dla której gwarancje pochodzenia zostały uznane przez Prezesa URE, ale wydane w innym państwie członkowskim

Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub państwie członkowskim Wspólnoty Energetycznej. Z kolei symbol Egp tyczy się tej ilości energii, dla której gwarancje pochodzenia zostały wydane przez Prezesa URE, lecz uznane w innych państwach. Oznacza to, że do ilości całości energii wytworzonej i wprowadzonej do sieci lub dostarczonej w inne miejsce niż sieć dodaje się ilość energii importowanej netto zgodnie z symbolem Ien oraz ilość energii, dla której gwarancje pochodzenia zostały uznane przez Prezesa URE, ale wydane w innym państwie zgodnie z symbolem Igp. Następnie odejmuje się ilości energii, dla której gwarancje pochodzenia zostały wydane przez Prezesa URE, lecz uznane w innych państwach, zgodnie z symbolem Egp oraz odejmuje się ilość energii, dla której umorzono gwarancje pochodzenia, zgodnie z symbolem Ugp. Od wyniku tego obliczenia należy odjąć ilość energii elektrycznej eksportowaną netto zgodnie z przepływami rzeczywistymi do poszczególnych krajów z uwzględnieniem udziału OZE. Symbol Een wskazuje z kolei, w jaki sposób uwzględnić udział odnawialnych źródeł energii w ilości energii elektrycznej eksportowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi do poszczególnych krajów.

Szczególnego podkreślenia wymaga fakt, że obecne regulacje europejskie wskazują w sposób szczegółowy na metodologię liczenia miksu energii resztkowej dla energii elektrycznej. Rozszerzenie katalogu nośników energii, dla których można wydać gwarancje pochodzenia, stanowi zupełnie nowoczesne rozwiązanie z punktu widzenia prawodawstwa polskiego, ale również i europejskiego. Ze względu na potrzebę zunifikowania systemu gwarancji pochodzenia na gruncie europejskim w zakresie przyjęcia metodologii liczenia miksu energii resztkowej dla pozostałych nośników, kluczowe będą szczegółowe wytyczne przygotowanie w ramach prac normalizacyjnych.

3.3. **Krajowy Punkt Kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii (art. 16 REDII)**

Cel utworzenia KPK do spraw OZE

Obecnie regulacje zawarte w ustawie OZE nie zapewniają możliwości pełnego wsparcia informacyjnego, którym powinien zostać objęty przyszły wytwórca energii ze źródeł odnawialnych. W zależności od mocy instalacji odnawialnego źródła energii oraz jej rodzaju, przyszły wytwórca, aby móc rozpocząć produkcję energii elektrycznej z instalacji OZE, musi uzyskać m.in. kilka lub wszystkie z wymienionego przykładowego katalogu kluczowych rozstrzygnięć:

Rodzaj rozstrzygnięcia	Organ rozstrzygający w sprawie
Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach	Regionalny dyrektor ochrony środowiska, wójt, burmistrz lub prezydent miasta
Warunki przyłączenia do sieci	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej
Decyzja o warunkach zabudowy	Wójt, burmistrz lub prezydent miasta
Pozwolenie na budowę	Starosta
Pozwolenie na użytkowanie	Powiatowy Inspektor Nadzoru Budowlanego
Udzielenie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej	Urząd Regulacji Energetyki

Od etapu rozpoczęcia sprawy do etapu wytwarzania energii z instalacji OZE, inwestor bierze udział w licznych postępowaniach, które są prowadzone przez różne organy administracyjne. Niemniej jednak, nie istnieje zinstytucjonalizowany punkt umożliwiający na uzyskanie w jednym miejscu informacji, które dotyczą całości przeprowadzanego procesu.

Z uwagi na wymogi REDII oraz wobec ograniczonej dostępności informacji na temat możliwości realizacji inwestycji w OZE, głównym celem projektu w zakresie utworzenia krajowego punktu kontaktowego do spraw odnawialnych źródeł energii, zwanego dalej „krajowym punktem kontaktowym" lub „KPK", jest możliwość pełnego wsparcia informacyjnego w stosunku do każdego podmiotu, który ma zamiar rozpocząć produkcję energii elektrycznej z instalacji OZE.

Zmiany zaproponowane w projekcie, przez dodanie art. 160a–160d ustawy OZE, prowadzą do powstania krajowego punktu kontaktowego. W efekcie, ułatwią one przyszłym inwestorom uzyskanie informacji na temat wszczęcia i prowadzenia postępowań w zakresie wydawania pozwoleń i niektórych innych procedur administracyjnych niezbędnych do rozpoczęcia wytwarzania energii z instalacji odnawialnego źródeł energii.

Zaproponowane w projekcie regulacje dotyczące krajowego punktu kontaktowego realizują dyspozycję art. 16 ust. 1–3 REDII. Przepis ten stanowi, że państwa członkowskie powołują lub wyznaczają co najmniej jeden punkt kontaktowy. Punkty kontaktowe, na żądanie podmiotu składającego zapytanie, udzielają wskazówek i wsparcia w trakcie przeprowadzania administracyjnej procedury składania wniosków o zezwolenie i wydawania zezwoleń. Procedura obejmuje, w szczególności, odpowiednie administracyjne zezwolenia na budowę, rozbudowę źródeł energii oraz eksploatację obiektów do celów produkcji energii ze źródeł

odnawialnych i aktywów niezbędnych do ich podłączenia do sieci. Zgodnie z literą dyrektywy, punkt kontaktowy ma wiec za zadanie przeprowadzić inwestora przez administracyjną procedurę składania wniosków o zezwolenie w przejrzysty sposób do momentu wydania przez odpowiedzialne organy jednej lub kilku decyzji na końcu procesu, udzielać mu wszelkich niezbędnych informacji.

W ramach działalności krajowego punktu kontaktowego przewiduje się w szczególności udostępnienie podręcznika procedur dla podmiotów realizujących projekty w zakresie produkcji energii odnawialnej i zamieszcza te informacje również w Internecie, odnosząc się też osobno do projektów na małą skalę i projektów w zakresie prosumpcji energii odnawialnej.

Szczegółowe rozwiązania dotyczące krajowego punktu kontaktowego

W art. 160a ust. 1 ustawy OZE umocowuje się krajowy punkt kontaktowy przy ministrze właściwym do spraw klimatu, co wynika z art. 13a ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2022 r. poz. 2512), zgodnie z przepisami której dział klimat obejmuje sprawy klimatu i zrównoważonego rozwoju, w szczególności dotyczące:

1) zarządzania i koordynacji programów w zakresie upowszechniania, rozwoju i promocji wykorzystywania technologii niskoemisyjnych i zeroemisyjnych, w tym w szczególności w zakresie odnawialnych źródeł energii oraz transportu;
2) społeczno-ekonomicznych aspektów transformacji ekologicznej i klimatycznej;
3) rozwoju i wykorzystania odnawialnych źródeł energii.

Przyjęta koncepcja zakłada zapewnienie obsługi eksperckiej funkcjonowania krajowego punktu kontaktowego w ramach Ministerstwa Klimatu i Środowiska i nadzoru ministra właściwego do spraw klimatu nad działem administracji rządowej – klimat.

W art. 160a ust. 2 i 3 ustawy określono zakres przedmiotowy działania krajowego punktu kontaktowego, którego zadaniem jest m.in. udostępnianie informacji dotyczących procedur administracyjnych, w zakresie których inwestor, podejmując działania mające na celu wytwarzanie energii z instalacji odnawialnego źródła energii, musi uzyskać pozytywne rozstrzygnięcie. Działania inwestora można w zarysie podzielić na poszczególne etapy, w zależności od rodzaju instalacji OZE czy jej mocy:

1) środowiskowy (decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach);
2) planistyczny (decyzja o warunkach zabudowy);

3) prac budowlanych (decyzja o pozwoleniu na budowę, decyzja o pozwoleniu na użytkowanie);
4) przyłączeniowy (warunki przyłączenia do sieci);
5) koncesyjny (koncesja na wytwarzanie energii).

Jak wskazano wyżej, w art. 160a ust. 3 ustawy, zaproponowano, aby krajowy punkt kontaktowy realizował swoje zadania w szczególności w oparciu o udzielanie i udostępnianie informacji w ww. zakresie. Zgodnie z brzmieniem ust. 5, informacje dotyczące procedur administracyjnych mogą zostać umieszczone bezpośrednio na stronie internetowej krajowego punktu kontaktowego. Witryna krajowego punktu kontaktowego może także przekierować podmiot składający zapytanie do konkretnej strony internetowej właściwego organu administracyjnego – tak, aby informacja była możliwe zindywidualizowana – w tym w szczególności w zakresie właściwości miejscowej, jak i rzeczowej dotyczącej planowanej inwestycji. Dane dostępne na stronie internetowej będą opisane w sposób dokładny i przejrzysty oraz będą w sposób jednoznaczny wskazywać organ właściwy w sprawie.

Projektodawca, w art. 160a ust. 3 pkt 2 ustawy proponuje, aby krajowy punkt kontaktowy był także platformą informacyjną, która świadczy usługi, w ramach których osoba szukająca ogólnych informacji z zakresu działania punktu może skierować pytania merytoryczne do ekspertów krajowego punktu kontaktowego. W celu ułatwienia kontaktu między osobami poszukującymi informacji a ekspertami takiego punktu, zdecydowano się na rozwiązanie, w którym zapytania będą przekazywane za pomocą specjalnego formularza kontaktowego znajdującego się na stronie internetowej krajowego punktu kontaktowego.

Zakłada się, że zainteresowanie informacjami uzyskiwanymi z krajowego punktu kontaktowego rozłoży się między dwie podstawowe grupy podmiotów składających zapytania:

1) I grupa – prosumenci energii odnawialnej. Grupa najliczniejsza, lecz z uwagi na uproszczone procedury i ich zakres wymagająca okrojonego zakresu informacji dotyczących procedur. W 2021 r. przyłączono do sieci ok. 388 tysięcy mikroinstalacji o mocy 2853 MW. Od początku 2022 r. do września 2022 r. przyłączono do sieci ok. 302 tysięcy mikroinstalacji. Można zatem przyjąć, że informacje zawarte na stronie KPK OZE dotyczące mikroinstalacji będą w kręgu zainteresowania nawet kilkuset tysięcy inwestorów i prosumentów rocznie – przy obecnej dynamice rozwoju sektora;
2) II grupa – wytwórcy produkujący energię z instalacji OZE innych niż mikroinstalacje. Zgodnie z danymi URE wg. stanu na dzień 31 grudnia 2020 r. takich instalacji było 3240. Z kolei wg. stanu na dzień 31 grudnia 2021 r. liczba tych instalacji wynosiła 4128.

Oznacza to, że w ciągu 2020 r. uruchomiono 888 instalacji OZE, których każdorazowo łączna moc zainstalowana jest większa niż 50 kW. Z uwagi jednak na podniesienie progu dotyczącego rozumienia małej instalacji OZE z 500 kW na 1 MW, a tym samym uproszczonym trybie wpisywania do rejestru małych wytwórców OZE i braku konieczności uzyskiwania koncesji, zainteresowanie w tej grupie klientów KPK może wzrastać.

Zgodnie z zaprezentowanym celem działania krajowego punktu, będzie on miał istotny wpływ na funkcjonowanie organów administracji publicznej, które obecnie udzielają merytorycznych odpowiedzi na pytania związane z omawianym obszarem. Zakłada się, że wiele ogólnych wystąpień w sprawach uzyskania informacji na temat procedur administracyjnych niezbędnych do rozpoczęcia wytwarzania energii z instalacji odnawialnego źródła energii trafi do KPK. W ten sposób KPK odciąży właściwe organy administracji publicznej od tego typu zadań, skupiając w jednym miejscu wiedzę oraz kompetencje związane z udzielaniem informacji.

W ocenie projektodawcy, głównymi beneficjentami krajowego punktu kontaktowego, będą podmioty mniejsze i mniej profesjonalne, wchodzące na rynek inwestycji w instalacje OZE. W większości przypadków nie mają one możliwości skorzystania z kompleksowej usługi realizacji inwestycji przez wykwalifikowanych doradców wyspecjalizowanych w obsłudze takiego procesu inwestycyjnego.

W oparciu o obecną wiedzę wynikającą z zapytań obywatelskich wpływających do Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz prowadzonym dialogiem ze stowarzyszeniami branżowymi, w art. 160a ust. 4 ustawy wyodrębniono i scharakteryzowano informacje mające na celu kompleksowe przedstawienie informacji dotyczących procedur administracyjnych. Informacje te, przez ich udostępnienie na stronie internetowej, będą ogólnodostępnym materiałem, który będzie podstawowym i łatwo dostępnym źródłem wiedzy na temat koniecznych do podjęcia działań oraz kolejnych etapów procesu inwestycyjnego, których zwieńczeniem jest możliwość wytwarzania energii z instalacji odnawialnych źródeł energii.

W art. 160a ust. 5 ustawy przewiduje się, że punkt ten, jako punkt elektroniczny, będzie prowadzony przez stronę internetową z domeną gov.pl. Takie usytuowanie krajowego punktu kontaktowego ma na celu ułatwienie dostępu do informacji osobom poszukującym informacji dotyczących OZE. W ust. 6 tego samego artykułu określa się, że administratorem danych użytkowników krajowego punktu kontaktowego będzie minister właściwy do spraw klimatu. Dzięki temu zapewnia się bezpieczeństwo danych kontaktowych – zgodnie z przepisami

rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz. Urz. UE L 187 z 04.05.2016, str. 1, z późn. zm.).

W związku z faktem, że umocowuje się krajowy punkt kontaktowy przy ministrze właściwym do spraw klimatu, jego zasób informacyjny jest związany z urzędem obsługującym ministra właściwego do spraw klimatu. Natomiast w przypadku, gdy pytanie otrzymane przez KPK wykracza poza zasób informacji posiadanych przez urząd obsługujący ministra właściwego do spraw klimatu, projektodawca przewiduje możliwość wystąpienia do właściwych organów lub podmiotów z prośbą o przekazanie ich odpowiedzi do KPK.

W ust. 8 precyzuje się kwestię rozpatrywania przez krajowy punkt kontaktowy odpowiedzi na pytania. Krajowy punkt będzie mieć 30 dni na rozpatrzenie takiego pytania lub 50 dni, jeżeli będzie potrzebne zasięgnięcie informacji od innego podmiotu.

Ust. 9 określa przesłanki odmowy udzielenia przez KPK odpowiedzi na otrzymane pytanie, kiedy:

1) dotyczy postępowania administracyjnego w konkretnej, indywidualnej sprawie lub
2) nie zawarto w nim informacji niezbędnych do udzielenia odpowiedzi, lub
3) nie dotyczy zakresu działania krajowego punktu kontaktowego, lub
4) jest oczywiste, że nie zostało złożone w celu uzyskania wsparcia w zakresie procedur administracyjnych, o których mowa w art. 160a ust. 2.

Warto w tym miejscu wskazać, że krajowy punkt kontaktowy nie udziela informacji, które dotyczą indywidulanych, konkretnych postępowań administracyjnych. W takich przypadkach wszelkie szczegółowe informacje są udzielane przez organ właściwy w danej sprawie, m.in. w formie pouczeń, co wynika bezpośrednio z Kodeksu postępowania administracyjnego. Zadaniem krajowego punktu jest przede wszystkim wsparcie w znalezieniu właściwych do zastosowania przepisów i przekazanie zainteresowanemu podmiotowi zasobu ogólnej wiedzy, która pomoże mu łatwiej przejść przez wszystkie procedury niezbędne do uruchomienia instalacji OZE.

Warto odróżnić sytuację, kiedy złożone pytanie będzie dotyczyć zakresu działania KPK, oraz nie będzie miało na celu otrzymania wsparcia prowadzącego do uzyskania właściwego rozstrzygnięcia, ale mimo wszystko nie będzie zawierać informacji niezbędnych, aby KPK mógł odpowiedzieć na pytanie. W takim przypadku, przepis przewiduje możliwość odmowy

udzielenia odpowiedzi z oczywistych względów, jakimi są braki informacyjne umożliwiające sformułowanie odpowiedzi. Niemniej jednak warto pamiętać, że zgodnie z ust. 9, w przypadku odmowy odpowiedzi, KPK informuje pytającego o przyczynie nieudzielenia odpowiedzi. Dzięki temu wnioskodawca dowie się jak skutecznie sformułować zapytanie, co umożliwi mu ewentualne ponowne jego złożenie, w postaci umożliwiającej uzyskanie odpowiedzi i wsparcia.

W ust. 9 pkt 3 i 4 wskazują na brak możliwości odpowiedzi na pytania, które w sposób oczywisty wykraczają poza kompetencje KPK. Nie można bowiem wykluczyć sytuacji, w których odformalizowany i ułatwiony kontakt z KPK będzie skutkować przesyłaniem pytań, które w sposób oczywisty nie nawiązują do zakresu przedmiotowego działania KPK.

Należy podkreślić, że art. 160a ust. 9 ustawy stanowi katalog zamknięty sytuacji umożliwiających odmówienie udzielenia odpowiedzi. Taka forma wynika z charakteru działania KPK, który będzie punktem informacyjnym, dlatego sytuacje umożliwiające odmówienie udzielenia informacji muszą zostać szczególnie opisane i wyjaśnione, aby było to transparentne przede wszystkim dla obywateli zgłaszających zapytania, którzy powinni wiedzieć, że poza jasno wymienionymi wyjątkami otrzymają odpowiedzi na zgłaszane pytania.

W art. 160a w ust. 10 ustawy, w celu usunięcia wszelkich wątpliwości unormowano, że w zakresie udzielania odpowiedzi przez krajowy punkt kontaktowy na pytania użytkowników tego punktu, nie stosuje się przepisów Kodeksu postępowania administracyjnego, co wynika z faktu, że działanie KPK, w szczególności udzielanie odpowiedzi na pytania, nie stanowi postępowania administracyjnego.

Art. 160b ustawy stanowi transpozycję art. 16 ust. 3 REDII w przedmiocie udostępniania podręcznika procedur wynikających z powszechnie obowiązujących przepisów, dla podmiotów realizujących projekty w zakresie produkcji energii odnawialnej ze szczególnym podziałem na moc instalacji OZE (mikroinstalacje, małe instalacje, duże instalacje), jak i również z podziałem na technologie produkcji energii. Udostępnienie takiego podręcznika w sposób znaczny większy świadomość podmiotów w obszarze procedur OZE, a w konsekwencji pozwoli odciążyć organy administracji publicznej przez mniejszą ilość trafiających do urzędów zapytań ogólnych w tym obszarze.

W art. 160c ustawy, w związku z potrzebą zapewnienia prawidłowego funkcjonowania krajowego punktu kontaktowego i sprawnego udzielania informacji podmiotom składającym

zapytania, projektodawca zapewnia możliwość zlecenia wykonania niektórych zadań innym wyspecjalizowanym podmiotom.

Wśród ww. zadań można wyróżnić przede wszystkim zlecenie zindywidualizowanych porad dotyczących procedur dotyczących OZE właściwemu podmiotowi, np. instytucjom, przy których funkcjonują doradcy energetyczni lub posiadającemu rozwinięta strukturę terenową podmiotowi, co może stanowić dodatkową wartość ze względu na możliwość funkcjonowania bliżej zainteresowanych osób krajowego punktu kontaktowego, jak i również bliżej organów administracyjnych.

Celem projektodawcy, przez wprowadzenie art. 160d ustawy, jest przede wszystkim poinformowanie o rezultatach działania krajowego punktu kontaktowego przez podanie do publicznej wiadomości informacji o liczbie otrzymanych pytań, ich skatalogowanie, a następnie analiza i przedstawienie rekomendacji w zakresie zniesienia zgłoszonych przez zainteresowanych barier administracyjnych. Informacje uzyskiwanie w ramach funkcjonowania KPK będą stanowić istotną wartość podczas nowelizacji i tworzenia nowych aktów prawnych. Przepis wprowadza także obowiązek sprawozdawczy dotyczący funkcjonowania krajowego punktu kontaktowego, w tym również dotyczący publicznego udostępniania tych informacji.

3.4. **Procedury administracyjne (art. 15–16 REDII)**

Zwiększenie progu mocy zainstalowanej – wymaganie pozwolenia na budowę

Zgodnie przepisami prawa budowlanego roboty budowlane polegające na instalowaniu urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW wymagają decyzji o pozwoleniu na budowę. Granicą mocy zainstalowanej wymaganą przed REDII dla jak najszybszego procedowana jest wartość 150 kW. Proponuje się zatem podniesienie przedmiotowego limitu do granicy 150 kW mocy. Powyższe zmiany zostały ujęte w art. 2 pkt 2 projektu.

Umowa sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii – PPA

Trwająca transformacja energetyczna w Unii Europejskiej zwiększyła popyt na energię elektryczną, wytwarzaną z OZE. Między innymi z tego powodu od pewnego czasu na rynkach energii popularność zyskują umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii określane jako tzw. umowy PPA. Jest to skrót pochodzący od angielskiego określenia *Power Purchase Agreement* również wykorzystywany w polskiej literaturze przedmiotu oraz powszechnie znany w krajowym sektorze elektroenergetycznym.

Należy przy tym wyraźnie podkreślić, że umowa PPA to szczególny rodzaj umowy sprzedaży energii elektrycznej od dawna obowiązującej na gruncie ustawy – Prawo energetyczne. W projekcie, w art. 5 ust. 2d ustawy – Prawo energetyczne, wprowadza się przepisy stwarzające podstawy prawne do kontraktowania energii w oparciu o ten nowy typ umowy – sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, bezpośrednio od wytwórcy. Przepisy ustanawiające umowę PPA stanowią *lex specialis* w stosunku do dotychczas obowiązujących przepisów regulujących sprzedaż energii elektrycznej. To oznacza, że najważniejsze podmiotowo i przedmiotowo elementy umowy PPA są uregulowane ustawowo. Jednocześnie strony umowy mogą swobodnie kształtować jej elementy dodatkowe zgodnie z zasadą swobody umów. Jednocześnie wszystkie dotychczasowe obowiązki stron umowy sprzedaży energii elektrycznej wynikające z ustawy – Prawo energetyczne obowiązują strony umowy PPA.

Istota umów PPA sprowadza się do możliwości nabycia tej energii przez nabywcę (odbiorcę) bezpośrednio od jej wytwórcy, co powinno się przysłużyć obniżeniu kosztów działalności gospodarczej odbiorcy końcowego. Kontrakty tego typu są zawierane na stosunkowo długi okres. Najczęściej jest to okres od 5 do 10, a nawet do 15 lat, a przykłady ze Stanów Zjednoczonych pokazują, że może to być nawet okres dwudziestoletni. Możliwość zawarcia umów sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z OZE na tak długi okres niesie za sobą stabilność dostaw w długiej perspektywie czasowej, w tym w godzinach największego jej zapotrzebowania, oraz stałe ceny energii po stronie wytwórcy, jak i odbiorcy – niezależnie od wahań rynkowych. Z punktu widzenia wytwórców energii z OZE korzyścią płynącą z zawarcia kontraktów PPA jest długotrwałe zabezpieczenie odbioru energii, co ma wpływ na stabilność prowadzenia biznesu. Z kolei stałe dochody wytwórców energii z OZE w długim okresie czasu przekładają się na zainteresowanie banków finansowaniem inwestycji w odnawialne źródła energii. Dla części odbiorców zasadniczym czynnikiem przesądzającym o zawarciu tego typu umów jest troska o wizerunek firmy jako tej, która przyczynia się do zmniejszenia emisji dwutlenku węgla.

Coraz większe zainteresowanie zakupem energii elektrycznej wytworzonej z OZE ze strony europejskich przedsiębiorstw działających na jednolitym rynku spowodowało ustanowienie przepisów w prawie UE, służących harmonizacji i upowszechnieniu kontraktów typu PPA. REDII wprowadziła dla wytwórców energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych bezpośrednią możliwość jej sprzedaży do odbiorców końcowych. Zgodnie z definicją zawartą w art. 2 pkt 17 dyrektywy 2018/2001, umowa zakupu odnawialnej energii elektrycznej oznacza

umowę, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup odnawialnej energii elektrycznej bezpośrednio od producenta energii elektrycznej.

Zmiany ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne

Dodanie ust. 2d do art. 5

Przepisy dyrektywy 2018/2001 dają swobodę państwom członkowskim UE co do sposobu transpozycji przepisów dotyczących umowy zakupu energii elektrycznej, która została wytworzona z odnawialnego źródła energii, bezpośrednio od wytwórcy. Projektodawca zatem zdecydował, że ujęta w dyrektywie 2018/2001 umowa PPA zostanie wpisana w zbiór umów uregulowanych w art. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, ponieważ przepis ten normuje obszerne zagadnienie, jakim są umowy w zakresie sprzedaży oraz dostarczania paliw i energii. W związku z tym, proponuje się dodanie do art. 5 ww. ustawy ust. 2d określającego istotę tej umowy oraz sposoby jej wykonania. Zgodnie z brzmieniem projektowanego przepisu, umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii może zostać zawarta bezpośrednio między wytwórcą w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii a odbiorcą. Wykonanie umowy PPA od strony technicznej jest możliwe w dwojaki sposób, co zostało uregulowane w pkt 1 i 2 projektowanego ust. 2d. W pierwszym przypadku, dostarczanie energii elektrycznej może się odbywać na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, w przypadku gdy strony tej umowy zostały uprzednio przyłączone do krajowej sieci elektroenergetycznej. Druga możliwość zakłada dostarczenie przedmiotu umowy za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne.

Dodanie ust. 2e do art. 5

Proponuje się także dodanie nowego ust. 2e do art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, określającego dodatkowe, względem standardowych elementów umowy sprzedaży energii elektrycznej, elementy umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, tj. rodzaj odnawialnego źródła energii, z którego wytworzono energię elektryczną stanowiącą przedmiot tej umowy, co ma istotne znaczenie z punktu widzenia prawidłowego monitoringu tego obszaru.

Dodanie ust. 11a do art. 5

Dodanie ust. 11a do art. 5 ustawy – Prawo energetyczne ma na celu wdrożenie art. 15 ust. 8 zdanie drugie dyrektywy 2018/2001, nakładającego obowiązki sprawozdawcze na państwa członkowskie UE w ramach sporządzanych przez nie krajowych planów

w dziedzinie energii i klimatu (KPEiK). Projektowany przepis nakłada na wytwórcę energii OZE, który zawarł umowę PPA, obowiązek przekazania informacji o jej zawarciu do Prezesa URE. Zebrane dane o liczbie zawartych umów PPA powinny być brane pod uwagę w przypadku sporządzania przez państwo członkowskie UE sprawozdań z postępów w realizacji KPEiK. W przypadku umów już zawartych, przepis przejściowy (art. 34), zobowiązuje wytwórcę energii OZE do przekazania informacji o tych umowach do Prezesa URE w terminie czterdziestu pięciu dni od dnia wejścia w życie projektowanej ustawy.

Wśród danych przekazywanych do Prezesa URE, które wytwórca OZE powinien uwzględnić, ustawodawca wskazuje na strony umowy PPA, ilość i cenę energii elektrycznej stanowiącej przedmiot umowy, a także lokalizację i rodzaj odnawialnego źródła energii, z którego ta energia została wytworzona oraz okresie, na jaki umowa została zawarta. Należy przy tym wskazać, że wymogi w zakresie, m.in. wskazania lokalizacji, są już znane wytwórcom OZE, ponieważ takie dane są przekazywane do URE przez wytwórców OZE w przypadku składania wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcjach OZE. Szczegółowe informacje w zakresie lokalizacji instalacji wytwórca OZE wprowadza do internetowej platformy aukcyjnej (IPA), na której prowadzi się aukcje OZE. Wytwórca OZE, będący użytkownikiem IPA, podaje lokalizację instalacji OZE według obszaru, na którym jest ona zlokalizowana, w następującej kolejności: województwo, powiat, gmina, numery działek i obręby, miejsce przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

Dodanie pkt 55 w art. 56

Państwa członkowskie Unii Europejskiej zostały zobowiązane do przedłożenia Komisji Europejskiej zintegrowanych krajowych planów na rzecz energii i klimatu, a także do ich okresowej aktualizacji i opracowania sprawozdań. Obowiązek ten wynika z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 1, z późn. zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu". Obowiązki sprawozdawcze obejmują również monitorowanie skali zawieranych umów PPA. Z tego powodu projektodawca nakłada na

Prezesa URE obowiązek zbierania danych o umowach PPA. Obejmuje również dane o umowach zawarte przed wejściem w życie przedmiotowej regulacji, aby uzyskać pełny obraz wolumenu umów PPA już zawartych na w Polsce. W związku z koniecznością zapewnienia regularności w przekazywaniu danych do Prezesa URE ustanowiono sankcję w przypadku nieprzedłożenia w terminie Prezesowi URE wyżej wymienionych danych zawartych w umowie PPA. Wytwórca OZE, który zaniedba przekazanie informacji o zawartej umowie PPA w ciągu miesiąca od daty jej zawarcia, podlega karze w wysokości od 10 000 zł do 50 000 zł, co zostało określone w art. 56 ust. 2h pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne**.**

4. Wdrożenie systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego

Zgodnie z danymi Agencji Rozwoju Energetyki na koniec 2021 r. stan mocy elektrycznej zainstalowanej OZE (bez uwzględnienia technologii współspalania) w Polsce to 16 935,4 MW, przy całkowitej mocy elektrycznej zainstalowanej 55 960,4 MW. W zakresie OZE dominują dwie technologie: elektrownie słoneczne (7 670 MW) oraz elektrownie wiatrowe na lądzie (7 116,7 MW). Te pierwsze to przede wszystkim mikroinstalacje prosumenckie (ponad 844,5 tys. sztuk o łącznej mocy 5 860,2 MW). Pod względem produkcji energii elektrycznej z OZE również dominują elektrownie wiatrowe. W 2021 r. wyprodukowały one i wprowadziły do sieci elektroenergetycznej – 16 473,5 GWh. Elektrownie biomasowe dostarczyły w tym samym czasie 4 660,3 GWh, słoneczne – 3 841,7 GWh, wodne – 2 338,6 GWh, współspalające biomasę/biogaz – 1 771,1 GWh, a biogazowe – 1 285,2 GWh.

Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych do 2020 roku (KPD) zakładał, że w 2020 r. Polska osiągnie poziom 15,85% udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto, realizując zobowiązanie wynoszące 15% ujęte w REDII. Zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego w 2020 r. udział energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto osiągnął 16,13% i pozwolił na osiągnięcie wspomnianych zobowiązań. Duży wpływ na tę sytuację miała weryfikacja i poprawa metodologii wyliczania danych, ale również przyrost mocy zainstalowanej w OZE, głównie w fotowoltaice. Indeks dynamiki przyrostu mocy zainstalowanej dla tej technologii wyniósł na koniec 2021 r. w stosunku r/r 193,6%, dla wiatru było to 111,5%, biogazu – 104,7%, hydroenergetyki – 100,4% i biomasy – 100,6%. Jednak, aby zapewnić realizację dalszych celów – na 2030 r. – jest niezbędne budowanie solidnych fundamentów legislacyjnych i ram prawnych, nie tylko dla budowy

nowych instalacji OZE, ale również dla pełnego wykorzystania istniejącej już infrastruktury wytwórczej.

W kontekście zwiększenia udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto należy patrzeć nie tylko na wzrost mocy osiągalnej związany z przyłączaniem nowych jednostek OZE, ale również na możliwość utrzymania w systemie funkcjonujących jednostek, szczególnie tych, którym kończy się prawo do korzystania z systemów wsparcia. Istotna jest tu sytuacja wytwórców, których koszty operacyjne nadal przewyższają możliwe do uzyskania przychody ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku. O ile w pierwszym i drugim kwartale 2022 r. średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (odpowiednio 468,35 zł/MWh i 471,96 zł/MWh) przekroczyła znacząco ceny referencyjne dla elektrowni wiatrowych i słonecznych (250–340 zł/MWh), co pozwala na rentowne funkcjonowanie tych instalacji poza systemami wsparcia, tak w przypadku innych technologii jednostki wytwórcze mogą okazać się trwale nierentowne.

Podstawowy wiek użyteczności instalacji OZE jest liczony jako pierwsze 15 lat jej pracy. Wiek znacznej części działających w Polsce instalacji OZE objętych pierwszym systemem wsparcia (system świadectw pochodzenia energii z OZE został uruchomiony w październiku 2005 r.) zbliża się do tak określonego progu. Obecne przepisy ustawy OZE nie dopuszczają możliwości ponownego udziału instalacji objętej świadectwami pochodzenia w systemach wsparcia po zakończeniu 15-letniego okresu, za wyjątkiem udziału w aukcji po spełnieniu określonych warunków, tj.:

1) odtworzenia w wyniku modernizacji stanu pierwotnego instalacji OZE lub zmiany w wyniku modernizacji parametrów użytkowych lub technicznych, jeżeli w jej rezultacie nastąpił przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej;
2) poniesienia i udokumentowania nakładów na modernizację nie mniejszych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji.

Opisywane mechanizmy zostały wyłączone z notyfikacji programu pomocowego w postaci aukcyjnego systemu wsparcia dla wytwórców energii z odnawialnych źródeł, zatwierdzonego decyzją Komisji Europejskiej z dnia 13 grudnia 2017 r. SA.43697 (2015/NN) – Polska – aukcyjny system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii i odbiorców energochłonnych i dotychczas nie uzyskały odrębnej decyzji notyfikacyjnej. Nie zostało w związku z tym wydane rozporządzenie określające katalog kosztów kwalifikowanych

wybudowania nowej referencyjnej jednostki. Oznacza to, że powyższe przepisy nie są w praktyce stosowane.

Inne rozwiązania przewidziane dla instalacji zmodernizowanych, m.in obowiązek zakupu, dotyczący zmodernizowanej mikroinstalacji OZE, czy instalacji OZE o mocy nie większej niż 500 kW wyekspirowały.

Obecne regulacje nie przewidują przy tym wsparcia operacyjnego dla instalacji OZE, niepowiązanego z modernizacją instalacji, pokrywającego różnicę między kosztami operacyjnymi a przychodami rynkowymi ze sprzedaży energii. W przypadku wskazanych powyżej technologii, konieczność zapewnienia takiego wsparcia dla utrzymania mocy instalacji w krajowym systemie energetycznym opiera się na racjonalizacji i ograniczeniu wydatków modernizacyjnych do minimum zapewniającego ciągłość pracy instalacji i mieszczących się w zakresie regularnych remontów oraz przeglądów. Stąd więc wsparcie nie powinno obejmować nakładów inwestycyjnych *sensu stricte*, ale ma dotyczyć uzasadnionych kosztów operacyjnych zapewniających rentowność produkcji energii. Zapewni to mechanizm pokrycia różnicy między kosztami operacyjnymi a przychodami ze sprzedaży energii po cenie rynkowej.

Celem zaproponowanych w projekcie zmian jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii, które zakończyły udział w przewidzianych dla nich systemach wsparcia, a stosowana w nich technologia wiąże się z kosztami operacyjnymi przewyższającymi przychody rynkowe z prowadzonej działalności. Proponowane zmiany mają pozwolić na dalszą pracę źródeł biomasowych, biogazowych, a także wodnych. W zakres wsparcia dla instalacji o mocy elektrycznej zainstalowanej większej niż 1 MW projektodawca włączył również dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, układy hybrydowe, instalacje termicznego przekształcania odpadów pracujące w skojarzeniu z produkcją ciepła. Łączna moc instalacji, które mogą być zainteresowane udziałem w systemie wsparcia operacyjnego albo dla instalacji zmodernizowanych, ocenia się na ponad 1,2 GW.

Zaprojektowane rozwiązania zakładają ograniczone nakłady inwestycyjne oraz remontowe, co będzie rozwiązaniem o znacznie mniejszych kosztach niż alternatywa w postaci budowy nowych jednostek o porównywalnej mocy. Utrzymanie przy pracy jednostek biomasowych, biogazowych i wodnych jest też szczególnie istotne w kontekście dywersyfikacji źródeł wytwórczych i świadomego kształtowania miksu energetycznego. Technologie te zapewniają znacznie większe wykorzystanie mocy od źródeł fotowoltaicznych czy wiatrowych, mają też znacząco wyższe od nich wskaźniki dyspozycyjności, co jest

szczególnie ważne przy narastających wyzwaniach związanych z bilansowaniem krajowego systemu energetycznego. Dodatkowo zakłada się, że instalacje fotowoltaiczne i wiatrowe nie będą podlegać tylko częściowej modernizacji a pełnemu re-poweringowi i *de facto* wymianie całej instalacji.

W projekcie proponuje się objęcie wsparciem również instalacji energetyki wodnej. Dokument strategiczny „Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku", choć podkreśla rolę energetyki wodnej jako istotnej technologii dla osiągnięcia celów OZE, nie przewiduje przy tym dla niej znaczącego wzrostu łącznej mocy zainstalowanej. Biorąc to pod uwagę, jak również mając na względzie kwestie środowiskowe oraz podnoszone przez branżę znaczne i nierównomierne obciążenie kosztowe małych elektrowni wodnych zdecydowano się ograniczyć wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcie operacyjne do elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej nie większej niż 5 MW.

W Polsce, zgodnie z danymi URE, na dzień 31 grudnia 2021 r. było 786 obiektów wytwarzających energię elektryczną z potencjalnej energii wody (z wyłączeniem elektrowni szczytowo-pompowych). Z tego zdecydowana większość (770 obiektów) jest zaliczana do tzw. małej energetyki wodnej (instalacje o mocy nie większej niż 5 MW). Jedynie 16 instalacji charakteryzuje się mocą zainstalowaną większą niż 5 MW.

Ustalenie granicy 5 MW mocy zainstalowanej dla wspieranych instalacji wynikało również z różnego wpływu instalacji hydroenergetycznych i powiązanych z nimi urządzeń hydrotechnicznych na środowisko. Wielkość instalacji, powiązana zwykle w sposób bezpośredni z zainstalowaną mocą, ma zwykle proste przełożenie na jej oddziaływanie na środowisko. Wszystkie obiekty hydrotechniczne w jakiś sposób wpływają na środowisko, przede wszystkim zmieniają biologiczną ciągłość cieku, jednakże mniejsze oddziałują na ekosystem w znacznie mniejszym stopniu.

Co więcej, mała energetyka wodna często nie wymaga budowy nowych obiektów hydrotechnicznych, a jest lokalizowana na historycznych i będących wcześniej w bardzo złym stanie technicznym obiektach, których w Polsce jest co najmniej kilka tysięcy. Praca małych elektrowni wodnych pozwala na ich wykorzystanie m.in. do utrzymania zbiorników magazynujących wody powierzchniowe i gruntowe, regularnego monitoringu jakości i stanu wody, oczyszczania wody z nieczystości stałych dzięki zastosowaniu krat, konserwacji brzegów rzek, zarówno w rejonie cofki, jazów i dolnej wody elektrowni, utrzymania punktów czerpania wody i związanych z nimi dróg dojazdowych, przyspieszenia procesu

samooczyszczania wody dzięki jej natlenianiu przez turbiny, retencji wody i nawadniania przylegających pól i łąk.

W zakresie małej energetyki wodnej projektodawca zdecydował się na uzupełnienie przepisu art. 128 ustawy OZE, który określa podmioty wykonujące zadania związane z funkcjonowaniem rynku energii oraz zakres tej współpracy. Przez dodanie w art. 128 w ust. 4a ustawy pkt 2, ustanawia się współpracę ministra właściwego do spraw gospodarki wodnej z ministrem właściwym do spraw klimatu w zakresie opracowywania rozwiązań na rzecz funkcjonowania i rozwoju małej energetyki wodnej i monitorowania funkcjonowania tych rozwiązań. Biorąc pod uwagę fakt, że ministrem właściwym do spraw energetyki odnawialnej jest minister właściwy do spraw klimatu, to on jest organem wiodącym (koordynatorem) w zakresie realizacji zadania z pkt 2 ust. 4a art. 128 ustawy, co w opinii projektodawcy wynika przede wszystkim z ustawy o działach administracji rządowej. Wprowadzone zmiany wynikają ze specyfiki energetyki wodnej, która jest ściśle regulowana również w obszarze gospodarki wodnej, a odpowiednie przepisy dotyczące funkcjonowania instalacji hydroenergetycznych znajdują się w aktach prawnych będących w kompetencjach ministra właściwego do spraw gospodarki wodnej, tj. w ustawie – Prawo wodne i rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 28 grudnia 2017 r. w sprawie wysokości jednostkowych stawek opłaty rocznej za użytkowanie gruntów pokrytych wodami (Dz. U. poz. 2496). Ścisła współpraca i uzgodnienie obszarów leżących w kompetencjach obu ministrów wydają się kluczowe dla rozwoju i funkcjonowania małej energetyki wodnej, przy poszanowaniu kwestii środowiskowych, a jednocześnie wzięciu pod uwagę roli, jaką obiekty hydrotechniczne z funkcją energetyczną odgrywają dla zapewnienia z jednej strony bezpieczeństwa energetycznego oraz właściwych stosunków hydrologicznych przy ich funkcjach retencyjnych oraz przeciwpowodziowych.

W przypadku małych elektrowni wodnych, w systemach wsparcia będących przedmiotem nowelizacji, zakłada się, że ich właściciele będą beneficjentami głównie systemu wsparcia operacyjnego. Wynika to z faktu, że elektrownie wodne są instalacjami, które często pracują w pełni wydajnie w okresie dłuższym niż 15 lat i podlegają jedynie okresowym przeglądom i doraźnym pracom remontowym.

Niewprowadzenie systemu wspierania modernizacji i przez to nieutrzymanie istniejących już instalacji odnawialnych źródeł energii w systemie może spowodować ich definitywne zamknięcie, a tym samym konieczność uzupełnienia systemu o nowe instalacje OZE, co wiązałoby się z większymi kosztami lub zwiększonym wykorzystaniem mocy w elektrowniach opartych o spalanie paliw kopalnych. Przewiduje się, że koszt wsparcia

instalacji zmodernizowanych (w perspektywie do końca 2045 r.) oraz wsparcia operacyjnego (w perspektywie do końca 2040 r., przy założeniu przedłużenia pierwotnej decyzji notyfikacyjnej poza dzień 31 grudnia 2034 r.) wyniesie ok. 11,25 mld zł. W tych wyliczeniach zakłada się, że połowa wytwórców wychodzących z dotychczasowych systemów wsparcia przeprowadzi ograniczoną modernizację, a połowa zawnioskuje o wsparcie operacyjne. Tymczasem, zgodnie z szacunkami MKiŚ, koszt budowy nowych instalacji, zastępujących wycofywane moce, wyniósłby dziś ponad 28,4 mld złotych. Wdrożenie systemów wsparcia operacyjnego oraz dla instalacji zmodernizowanych pozwoli zatem na uniknięcie kosztów w wysokości ponad 17 mld zł, które będą mogły być przeznaczone na kolejne, nowe moce wytwórcze instalacji OZE oraz inne inwestycje w elektroenergetyce, jak chociażby magazyny energii stabilizujące działanie systemu energetycznego. Dodatkowe ponad 17 mld zł to szacunkowa możliwość wybudowania ponad 5 GW mocy zainstalowanej w elektrowniach fotowoltaicznych albo ponad 2,5 GW w lądowych elektrowniach wiatrowych.

Wobec wysokich cen hurtowych energii elektrycznej, na których wzrost silnie wpłynęło najpierw odbicie gospodarcze związane z wyjściem z epidemii COVID-19, a następnie inwazja Rosji na Ukrainę, *vacatio legis* przepisów regulujących zasady funkcjonowania systemu wsparcia operacyjnego ustala się do dnia 1 lipca 2025 r. W obecnej sytuacji rynkowej zakłada się, że znacząca większość instalacji osiąga przychody zapewniające ich stabilne funkcjonowanie bez konieczności dodatkowego wsparcia operacyjnego. System zakładający rozliczenie na zasadach kontraktu różnicowego z cenami referencyjnymi niższymi niż funkcjonujące w systemach wsparcia dla instalacji nowych nie byłby atrakcyjny dla wytwórców, a jednocześnie generowałby koszty dla budżetu. W związku z tym, ustawodawca zdecydował się na wprowadzenie *vacatio legis* jak powyżej, jednocześnie pozostając przy obserwacji sytuacji rynkowej.

4.1. **Modernizacja instalacji odnawialnych źródeł energii**

Przede wszystkim należy podkreślić, że zdecydowano się rozszerzyć definicję modernizacji, która zgodnie z nowym brzmieniem art. 2 pkt 19a ustawy, obejmuje:

1) odtworzenie stanu pierwotnego lub zmiana parametrów użytkowych lub technicznych instalacji odnawialnego źródła energii albo
2) przekształcenie instalacji odnawialnego źródła energii w inny rodzaj instalacji odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem przekształcenia w instalację spalania wielopaliwowego, albo

3) przekształcenie jednostki wytwórczej w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne niestanowiącej instalacji odnawialnego źródła energii w instalację odnawialnego źródła energii z wyłączeniem przekształcenia w instalację spalania wielopaliwowego (tzw. konwersja).

Taka definicja ma pozwolić nie tylko na modernizację rozumianą wąsko, jako odtworzenie instalacji przez zainstalowanie nowych urządzeń, wytwarzających energię w takich samych jak dotychczas procesach. Zdecydowano się również umożliwić przekształcenie instalacji OZE w inną instalację OZE (np. instalacji spalania wielopaliwowego w dedykowaną instalację spalania biomasy). Trzecią formą modernizacji jest przekształcenie jednostki wytwórczej, która nie jest instalacją OZE (np. wykorzystującą węgiel kamienny), w instalację OZE (np. dedykowaną instalację spalania wielopaliwowego). Takie podejście jest odpowiedzią na postulaty branży energetycznej, która planuje konwersje jednostek wytwórczych. Wpłynie też pozytywnie na przyrost udziału OZE w produkcji energii elektrycznej.

W definicji nie uwzględniono kwestii ewentualnego obowiązku zwiększenia mocy zainstalowanej zmodernizowanej instalacji lub zwiększenia jej produktywności, wychodząc z założenia, że – szczególnie w przypadku małych instalacji – może nie być fizycznej możliwości spełnienia tego warunku. Pozostawiono jednak ten obowiązek dla instalacji biorących udział w aukcjach. Szczegóły tych rozwiązań omówiono szerzej przy właściwych przepisach.

System wsparcia dla instalacji zmodernizowanych jest przeznaczony dla wytwórców energii z instalacji będących w stanie technicznym umożliwiającym ich dalszą eksploatację przy modernizacji, której nakłady inwestycyjne wyniosą co najmniej 25% kosztów kwalifikacyjnych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Zakłada się, że realizacja niektórych tego rodzaju inwestycji wymaga wsparcia, ponieważ jest nieopłacalna w aktualnych uwarunkowaniach rynkowych lub może wymagać ustalonego poziomu sprzedaży energii dla pozyskania kapitału niezbędnego do przeprowadzenia modernizacji.

Podobnie jak w przypadku systemu wsparcia operacyjnego, jest to system przewidziany dla wytwórców energii elektrycznej w elektrowniach wodnych (o mocy zainstalowanej do 5 MW), biogazowych (biogaz rolniczy, biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków oraz biogaz inny), biomasowych (w przypadku instalacji o mocy zainstalowanej większej niż 1 MW, obejmujących poza dedykowanymi instalacjami spalania biomasy, również układy hybrydowe, dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego) oraz instalacji termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji. Należy tu podkreślić, że wskazane powyżej technologie to końcowy efekt

modernizacji, która uwzględnia również konwersję z instalacji OZE lub innych jednostek wytwórczych. Z zakresu wspieranych technologii wykluczono instalacje spalania wielopaliwowego, co wpisuje się w dotychczasowe podejście ustawodawcy wynikające z istotnych problemów, jakie powodowało wsparcie współspalania węgla z biomasą bez określonego progu minimalnego udziału paliw odnawialnych, jak w przypadku dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego.

Przewiduje się, że instalacje o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW wejdą do funkcjonującego obecnie konkurencyjnego aukcyjnego systemu wsparcia. Dla wytwórców energii elektrycznej z instalacji zmodernizowanych nie przewiduje się odrębnych aukcji. Zgodnie z projektem, mają oni uczestniczyć w aukcjach razem z wytwórcami energii elektrycznej z nowych instalacji, z zastrzeżeniem skrócenia okresu wsparcia (inwestycje w zakresie 25–50% kosztów), bądź uwzględnienia udziału nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach wybudowania nowej referencyjnej instalacji (powyżej 50% kosztów). Dla tych ostatnich instalacji cena sprzedaży będzie stanowiła iloczyn ceny zaproponowanej w ofercie aukcyjnej oraz tego udziału obliczonego zgodnie ze wzorem wskazanym w przepisach.

Instalacje o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, podobnie jak instalacje nowe, rozpoczynające wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej, zostaną objęte systemem taryf gwarantowanych (*feed-in-tariff, FiT*), a instalacje o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW mogą wejść do systemu dopłat do ceny rynkowej (*feed-in premium, FiP*). Tu również będzie miało zastosowanie skrócenie okresu wsparcia lub obliczenie ceny sprzedaży przez udział wyliczony na podstawie poniesionych na modernizację nakładów.

Wsparcie jest przewidziane na maksymalnie 15 lat od pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej objętej wsparciem, ale nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2045 r.

Cena sprzedaży oraz stała cena zakupu dla instalacji modernizowanych

Wsparcie dla instalacji zmodernizowanych ma w założeniu wpisać się jak najpełniej w dotychczasowy system wsparcia w systemie taryf gwarantowanych, dopłat do ceny rynkowej oraz systemu aukcyjnego, a sprawne współuczestniczenie w tych systemach instalacji po zakończeniu modernizacji ma być realizowane przez zastosowanie skrócenia okresu wsparcia, obliczenia ceny sprzedaży i stałej ceny zakupu, przez uwzględnienie udziału poniesionych i udokumentowanych nakładów w kosztach referencyjnych wybudowania nowej

instalacji oraz konieczność posiadania dodatkowych dokumentów podlegających ewentualnej kontroli Prezesa URE.

W pierwszej kolejności, dla zachowania spójności terminologicznej oraz w celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych przy ustalaniu momentu przeprowadzenia modernizacji, zmieniono brzmienie art. 2a ustawy OZE, w którym dodano pkt 2 oraz pkt 3, uściślające rozumienie rozpoczęcia i zakończenia modernizacji. Pierwszy z tych terminów oznacza dzień rozpoczęcia prac budowlanych związanych z modernizacją bądź podjęcie zobowiązania do zamówienia urządzeń lub innego zobowiązania, które sprawia że modernizacja staje się nieodwracalna. Zakończenie modernizacji oznacza dzień wskazany w oświadczeniu wytwórcy, potwierdzającym dzień uzyskania pozwolenia na użytkowanie zmodernizowanej instalacji albo dzień upływu terminu do zgłoszenia przez organ nadzoru budowlanego sprzeciwu do zawiadomienia o zakończeniu budowy, albo dzień wydania zaświadczenia o braku podstaw do wniesienia takiego sprzeciwu, albo dzień wydania decyzji zezwalającej na eksploatację urządzenia technicznego, w zależności od tego, które z tych zdarzeń nastąpi później. W związku z wyodrębnieniem rozpoczęcia i zakończenia modernizacji konieczne było w szczególności doprecyzowanie przepisów art. 9 ust. 1 pkt 6 i 8, ust. 1a pkt 5 i 7, art. 25 pkt 5, art. 39 ust. 2 pkt 4, art. 39a ust. 2 pkt 3, art. 70b ust. 4 i ust. 16 pkt 4, art. 74 ust. 1, ust. 3, ust. 7 pkt 4–5 oraz art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy OZE.

Instalacje zmodernizowane po wejściu w życie przepisów w brzmieniu wprowadzonym projektem ustawy mogą uczestniczyć w systemach: taryf gwarantowanych, dopłat do ceny rynkowej oraz aukcyjnym. Nie przewidziano dla nich utrzymania obowiązku zakupu. Dotychczasowe przepisy dotyczące obowiązku zakupu energii elektrycznej ze zmodernizowanych instalacji OZE wyekspirowały, poza art. 42 ust. 1 pkt 4, który wymagał uchylenia.

Korekta wysokości wsparcia dla instalacji zmodernizowanej

Zgodnie z dotychczasowym brzmieniem przepisów ustawy OZE modernizacja była rozumiana jako odtworzenie stanu pierwotnego lub zmiana parametrów użytkowych lub technicznych instalacji (w tym mikroinstalacji). Dodatkowe przepisy nakładały na wytwórców inne warunki, takie jak obowiązek poniesienia nakładów wyższych lub równych 30% początkowej wartości instalacji (art. 41 ust. 7 pkt 2 ustawy) albo 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji (zmieniony art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b ustawy).

Nowelizacja w miejsce tych warunków wprowadza ogólną zasadę związaną z nakładami poniesionymi na modernizację instalacji odniesionymi do kosztów kwalifikowanych wybudowania 1 MW nowej referencyjnej instalacji, których wysokość zostanie ustalona rozporządzeniem ministra właściwego do spraw klimatu (art. 74 ust. 9 ustawy). Od tak wyliczonej wartości procentowej jest uzależniony okres wsparcia albo wysokość stałej ceny zakupu albo ceny sprzedaży wyliczonych z uwzględnieniem udziału poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach referencyjnych wybudowania nowej instalacji. Stosowne przepisy wprowadzono w art. 74 ust. 2d.

Dla instalacji, dla których poniesione i udokumentowane nakłady wyniosły nie mniej niż 25%, ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej instalacji, wsparcie zostanie ograniczone z 15 do 5–7 lat, ale będzie ono udzielone w pełnej wysokości. W przypadku instalacji zmodernizowanych, gdzie nakłady inwestycyjne modernizacji wyniosły powyżej 50% kosztów nowej referencyjnej instalacji OZE, dla obliczenia ceny sprzedaży należy zastosować udział poniesionych kwalifikowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach wybudowania nowej referencyjnej instalacji.

Odpowiednie przepisy w tym zakresie dla systemu taryf gwarantowanych oraz dopłat do ceny rynkowej wprowadzone zostały w art. 70f ust. 4 ustawy OZE, dla systemu aukcyjnego w art. 77 ust. 2a tej ustawy (ograniczenie okresu wsparcia) oraz dla wszystkich systemów w art. 74 ust. 2b–2f ustawy OZE (szczegółowe zasady wyliczenia stałej ceny zakupu i ceny sprzedaży). Należy przy tym zaznaczyć, że wyliczenia stosowane w systemie taryf gwarantowanych oraz dopłat do ceny rynkowej, należy stosować dodatkowo, uwzględniając przepisy art. 70e ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy OZE.

Szczegółowe zasady prezentuje poniższa tabela:

<table>
<tr><th colspan="3">Korekta wsparcia w zależności od wysokości poniesionych kosztów modernizacji (w odniesieniu do nakładów na nową referencyjną instalację OZE)</th></tr>
<tr><th>Poziom poniesionych nakładów inwestycyjnych modernizacji</th><th>Okres wsparcia</th><th>Wysokość wsparcia</th></tr>
<tr><td>nie mniejsze niż 25 – nie większe niż 33%</td><td>5 lat</td><td rowspan="3">Pełna cena sprzedaży albo stała cena zakupu (z uwzględnieniem art. 70e ust. 1)</td></tr>
<tr><td>większe niż 33 – nie większe niż 40%</td><td>6 lat</td></tr>
<tr><td>większe niż 40 – nie większe niż 50%</td><td>7 lat</td></tr>
</table>

większe niż 50 – nie większe niż 100%	15 lat	Korekta udziałem nakładów inwestycyjnych modernizacji – większym niż 0,5 i nie większym niż 1 (z uwzględnieniem art. 70e ust. 1)

Przystąpienie instalacji zmodernizowanych do systemów FiT oraz FiP

Projekt ustawy nie wprowadza znaczących zmian w procedurze przystąpienia wytwórcy energii elektrycznej, który planuje sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej ze zmodernizowanej instalacji OZE, do systemu wsparcia taryf gwarantowanych lub dopłat do ceny rynkowej. Podobnie jak wytwórca energii elektrycznej z planowanej do uruchomienia instalacji, składa on Prezesowi URE deklarację w zakresie wskazanym w art. 70b ust. 1 ustawy OZE. W przypadku instalacji zmodernizowanej dołącza do niej oświadczenie o udziale procentowym wartości planowanych do poniesienia nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Następnie Prezes URE, w terminie 45 dni, wydaje takiemu wytwórcy zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej (ust. 8).

Po zakończeniu modernizacji wytwórca powinien spełnić wymagania zawarte w art. 70b ust. 11b ustawy OZE, tj. przekazać odpowiednie oświadczenia lub inne wymagane dokumenty Prezesowi URE, Zarządcy Rozliczeń S.A. oraz sprzedawcy zobowiązanemu albo wybranemu podmiotowi. Poza oświadczeniem o zakończeniu modernizacji potwierdzonym kopią odpowiedniego dokumentu, o ile jego uzyskanie jest wymagane przepisami prawa, wytwórca powinien też przedstawić opinię jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji (PCA) potwierdzającą udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Tożsamy przepis w zakresie opinii jednostki akredytowanej przez PCA oraz oświadczenia potwierdzającego datę zakończenia modernizacji lub kopii dokumentu dla instalacji biorących udział w aukcjach wprowadzono w art. 83 ust. 1 pkt 4 ustawy OZE.

Przesłanie oświadczeń lub dokumentów Prezesowi URE jest powiązane z fakultatywnym uprawnieniem Prezesa URE do przeprowadzenia ich kontroli, co będzie bezpośrednio przekładać się na przejrzystość procesu przydzielania wsparcia i zastosowania udziału nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach wybudowania nowej referencyjnej instalacji dla wyliczenia stałej ceny zakupu i ceny sprzedaży albo też skróconego okresu wsparcia. W art. 84 ust. 1 ustawy dodano odwołanie do przywołanych przepisów, co pozwala Prezesowi URE na kontrolę zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji.

Odpowiednio uzupełniono również art. 86 ustawy, przez umożliwienie wstępu na teren nieruchomości, obiektów, lokali lub ich części, należących do wytwórców energii elektrycznej wytwarzanej w instalacji odnawialnego źródła energii oraz art. 87 odnoszący się do kwestii protokołu z przeprowadzonej kontroli, zawierającego ocenę zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń.

W art. 70b ust. 16 ustawy określono, że wytwórca może złożyć deklarację o sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej na zasadach określonych w art. 70a ust. 1 i 2 ustawy nie wcześniej niż 24 miesiące przed zakończeniem korzystania z innego systemu wsparcia, w tym świadectw pochodzenia, obowiązku zakupu energii, czy pokrycia ujemnego salda. Okres 24 miesięcy ma pozwolić wytwórcy na przeprowadzenie koniecznych prac przygotowawczych związanych z modernizacją, takich jak projektowanie czy zapewnienie sobie finansowania na pokrycie koniecznych nakładów. Ma też dać mu potrzebny czas na takie zorganizowanie prac modernizacyjnych, aby do minimum skrócić okres przestoju instalacji i zminimalizować związane z tym koszty finansowe i środowiskowe. Rozpoczęcie modernizacji może nastąpić dopiero po otrzymaniu przez wytwórcę zaświadczenia określonego w ust. 8, wydawanego na podstawie złożonej deklaracji (ust. 16 pkt 4). Wynika to z zagwarantowania spełnienia efektu zachęty dla wytwórców energii elektrycznej z instalacji zmodernizowanych. Wytwarzanie energii po zakończeniu modernizacji rozpocznie się w dniu, w którym instalacja będzie spełniała warunek niekorzystania z innych systemów wsparcia.

Wprowadzenie art. 70e ust. 2a ustawy jest związane z obliczeniem skorygowanej stałej ceny zakupu w zależności od wyliczonego udziału nakładów inwestycyjnych na modernizację w kosztach referencyjnych wybudowania nowej instalacji OZE albo uwzględnienia zróżnicowanych okresów wsparcia. Zgodnie z jego brzmieniem w przypadku instalacji zmodernizowanych o udziale nakładów przekraczającym 50%, należy uwzględnić przeliczenie wynikające z tego udziału oraz odpowiednią wartość wskazaną w art. 70e ust. 1 pkt 1 albo pkt 2. Dla przykładu, jeżeli udział nakładów inwestycyjnych na modernizację w kosztach referencyjnych wybudowania nowej instalacji OZE wyniósł 0,8, to stała cena zakupu będzie wynosić dla niej 72% albo 76% ceny referencyjnej (0,8 stałej ceny zakupu z uwzględnieniem reguły 90% albo 95% procent).

Zmiany w art. 70f ustawy wynikają z ustalenia, że wsparcie dla instalacji zmodernizowanych trwa maksymalnie 15 lat (ust. 4 pkt 2), ale nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2045 r., z zastrzeżeniem skróconego wsparcia dla instalacji zmodernizowanych w zakresie nie

mniejszym niż 25% i nie większym niż 50% kosztów nowej referencyjnej instalacji OZE (ust. 4 pkt 1).

Zasady rozliczania instalacji zmodernizowanych zostały unormowane w przepisach art. 92 ust. 1b oraz art. 93 ust. 1 i2 ustawy.

Okres na rozpoczęcie modernizacji – 24 miesiące przed wygaśnięciem systemu wsparcia

W związku z zagwarantowaniem wytwórcy możliwości złożenia deklaracji o udziale w aukcji do 24 miesięcy przed zakończeniem korzystania z dotychczasowego systemu wsparcia, były konieczne również zmiany w art. 74 ustawy OZE. W ust. 2 pkt 1 wskazano, że energię elektryczną w drodze aukcji może zostać sprzedana, jeżeli w okresie wskazanym w ofercie tej instalacji nie przysługuje już pierwotne wsparcie. W ust. 7 pkt 1 w zakresie złożenia wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji określono, że może ono zostać złożone, gdy prawo do dotychczasowego systemu wsparcia wygasło albo do spełnienia tego warunku pozostają mniej niż 24 miesiące.

W art. 74 ust. 2 pkt 2 określono podział modernizacji instalacji OZE na dwie podstawowe grupy, tj. modernizację w zakresie 25–50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji oraz w stosunku wyższym niż 50%. W pkt 4, w odniesieniu do zmodernizowanych instalacji OZE planowanych do uczestnictwa w systemie aukcyjnym, utrzymano dotychczasową normę stanowiącą, że modernizacja nie może oznaczać obniżenia łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub spadku ilości wytwarzanej energii elektrycznej. Było to podyktowane podstawowym celem wprowadzanego systemu wsparcia, a mianowicie zwiększeniem lub utrzymaniem produkcji energii elektrycznej z OZE w istniejących instalacjach, przy optymalizacji kosztów ekonomicznych i środowiskowych. Obowiązek ten ograniczono przy tym wyłącznie do instalacji zmodernizowanych, które biorą udział w aukcjach. Zarówno w przypadku konwersji instalacji OZE i jednostek wytwórczych niebędących instalacjami OZE na instalacje OZE oraz modernizacji instalacji zamierzających skorzystać z systemów FiT/FiP zmniejszenie mocy jest dopuszczalne.

W pkt 3 tego samego ustępu określono zamknięty katalog technologiczno-paliwowy zmodernizowanych instalacji kwalifikujących się do systemu wsparcia. W aukcjach będą mogły wziąć udział zmodernizowane instalacje, które wykorzystują wyłącznie biogaz rolniczy albo wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo wyłącznie biogaz inny, albo wyłącznie hydroenergię, jeżeli moc zainstalowana tej elektrowni wodnej nie przekracza 5 MW, albo biomasę (w dedykowanej

instalacji spalania biomasy lub dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego lub układzie hybrydowym), albo odpady, o których mowa w art. 2 pkt 14 (w instalacji termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji).

To ostatnie zastrzeżenie jest wynikiem uwzględnienia motywu 86 komunikatu Komisji Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r. (2022/C 80/01) (Dz. Urz. UE C 80 z 18.02.2022, str. 1), zwanego dalej „CEEAG", który stanowi, że pomoc na produkcję energii z odpadów może być uznana za zgodną z niniejszą sekcją w zakresie, w jakim jest ona ograniczona do odpadów wykorzystywanych do zasilania instalacji wchodzących w zakres definicji wysokosprawnej kogeneracji.

Art. 74 ust. 2a ustawy przedstawia szeroki katalog kosztów, który zostanie szczegółowo rozwinięty w rozporządzeniu wydanym na podstawie upoważnienia ustawowego zawartego w ust. 9. Ustępy 2b–2f to przepisy regulujące wyliczenie stałej ceny zakupu i ceny sprzedaży dla instalacji zmodernizowanych, przy uwzględnieniu udziału poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych w kosztach wybudowania nowej referencyjnej instalacji.

W art. 74 ust. 3 ustawy utrzymano przepis dotyczący skutków modernizacji instalacji OZE przeprowadzonej w okresie, kiedy wytwórcy przysługuje prawo wynikające z dotychczasowego systemu wsparcia. Z tak przeprowadzoną modernizacją nie wiąże się również wydłużenie okresu wsparcia w dotychczasowym systemie o okresy przewidziane dla systemu dla instalacji zmodernizowanych.

Przystąpienie instalacji modernizowanej do aukcji

Projekt ustawy stanowi, że wytwórca energii elektrycznej w zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii, który zamierza przystąpić do aukcji, może uzyskać od Prezesa URE zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji (art. 74 ust. 7 ustawy OZE) tylko i wyłącznie, gdy instalacja nie korzysta już z innego systemu wsparcia, w tym świadectw pochodzenia, obowiązku zakupu energii, czy pokrycia ujemnego salda lub do dnia, kiedy ten warunek zostanie spełniony, pozostało mniej niż 24 miesiące (pkt 1), w ramach modernizacji zostaną poniesione koszty nie mniejsze niż 25% kosztów wybudowania nowej referencyjnej instalacji, moc instalacji lub jej zdolność wytwórcza nie ulegną zmniejszeniu, a instalacja będzie korzystała z zawężonego katalogu technologii (pkt 2), rozpoczęcie modernizacji nastąpi po zamknięciu sesji aukcji (pkt 4), a wytwarzanie energii po zakończeniu modernizacji

rozpocznie się po spełnieniu warunku niekorzystania z innego systemu wsparcia (pkt 5). Zgodnie z brzmieniem art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawy OZE nadanym projektem, wytwórca energii ze zmodernizowanej instalacji OZE musi po raz pierwszy sprzedać energię po zakończeniu modernizacji w terminie 42 miesięcy od zakończenia sesji aukcji, w której złożył zwycięską ofertę.

We wprowadzeniu do wyliczenia w art. 74 ust. 9 ustawy OZE zaproponowano zmiany mające na celu doprecyzowanie podstawowych informacji, które powinny znaleźć się w rozporządzeniu określającym katalog kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Nowe brzmienie przepisu wskazuje, że koszty mają odnosić się do mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii oraz należy je wskazać oddzielnie w podziale na rodzaje instalacji oraz przeliczyć je na 1 MW zmodernizowanej instalacji OZE. Wskazano też zawężony katalog technologii, które mają prawo do wsparcia dla instalacji zmodernizowanych.

W art. 79 ust. 3 ustawy wprowadzono pkt 5b stanowiący, że w przypadku instalacji planowanej do modernizacji, wytwórca będący uczestnikiem aukcji załącza do oferty informację o udziale wartości planowanych do poniesienia nakładów inwestycyjnych w kosztach wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Ma to pozwolić ministrowi właściwemu do spraw klimatu oraz regulatorowi na określenie kosztów funkcjonowania systemu wsparcia w kolejnych latach.

4.2. Wsparcie operacyjne dla instalacji OZE, którym upływa okres przysługiwania prawa do dotychczasowego systemu wsparcia

System wsparcia operacyjnego jest przeznaczony dla wytwórców energii z instalacji będących w stanie technicznym umożliwiającym ich dalszą eksploatację przez kolejne 10 lat. Jednocześnie zakłada się, że wytwórcy energii z tych instalacji ponoszą koszty operacyjne przewyższające przychody ze sprzedaży energii po cenie rynkowej. Jest to nowy system wsparcia, dedykowany dla elektrowni wodnych (o mocy zainstalowanej do 5 MW), biomasowych (obejmujących dedykowane instalacjach spalania biomasy, układy hybrydowe i dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego), biogazowych oraz wykorzystujących odpady (instalacje termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji) w przedziałach mocowych uzasadniających dodatkowe różnicowanie poziomu wsparcia.

Dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW przewiduje się konkurencyjny system wsparcia oparty o aukcje, co wiąże się ze spełnieniem wymagań

zawartych w CEEAG. Oferty w aukcjach będą składane na okres jednego roku. Dla uniknięcia nadmiaru obciążeń administracyjnych wytwórca przystępując do pierwszej aukcji jest zobowiązany do złożenia deklaracji oraz uzyskania poświadczenia jej przyjęcia, w przypadku kolejnych aukcji przewidywana jest uproszczona procedura polegająca na złożeniu oświadczenia o braku zmian warunków technicznych instalacji będącej przedmiotem złożonej wcześniej deklaracji.

Dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW ma obowiązywać system dopłat do ceny rynkowej (podobny do funkcjonującego obecnie mechanizmu *feed-in-premium* – FiP) przy sprzedaży niewykorzystanej a wprowadzonej do sieci energii wybranemu podmiotowi. Ustawodawca nie zakłada mechanizmu wsparcia w postaci taryf gwarantowanych, wychodząc z założenia, że system wsparcia operacyjnego jest przewidziany dla podmiotów długo obecnych na rynku energii, które nie potrzebują dodatkowych przepisów ułatwiających funkcjonowanie na rynku energii.

Wytwórca energii elektrycznej z instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW uczestniczący w aukcyjnym systemie wsparcia operacyjnego otrzymuje wsparcie maksymalnie przez rok kalendarzowy, tj. od dnia 1 stycznia do 31 dnia grudnia. Aby skorzystać ze wsparcia w kolejnym roku kalendarzowym, wytwórca będzie musiał złożyć w aukcji kolejną ofertę. Instalacje o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW będą mogły otrzymać stałą cenę zakupu stanowiącą 90% referencyjnej ceny operacyjnej.

Vacatio legis dla systemu wsparcia operacyjnego

Biorąc pod uwagę bardzo wysokie ceny hurtowe energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii w drugiej połowie 2022 r. (produkt BASE osiągnął w sierpniu poziom 1390,76 zł / 1 MWh, a kontrakty terminowe na kolejne lata są zawierane na poziomie ok. 1500 zł / 1 MWh), projektodawca zdecydował się na wprowadzenie *vacatio legis* dla systemu wsparcia operacyjnego do dnia 1 lipca 2025 r. Taki termin pozwoli na przeprowadzenie procedury notyfikacyjnej przy jednoczesnym monitorowaniu sytuacji rynkowej. W powyższym terminie powinny wejść w życie również przepisy wykonawcze do systemu wsparcia operacyjnego, a więc pierwsze rozporządzenie ustalające referencyjną cenę operacyjną na podstawie art. 83g ust. 1, a także przepis art. 184n ustawy umożliwiający określenie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. Pozwoli to na przeprowadzenie pierwszych aukcji na wsparcie operacyjne jeszcze w 2025 r. oraz uzyskanie prawa do pokrycia salda ujemnego na podstawie wygranej oferty w aukcjach na wsparcie operacyjne w 2026 r.

W przypadku spadku cen energii i ryzyka wyjścia z systemu instalacji OZE o znaczącym pozytywnym wpływie na krajowy system elektroenergetyczny, a jednocześnie kosztach operacyjnych przekraczających przychody z rynku energii, ustawodawca może dostosować *vacatio legis* do nowej sytuacji.

Okres przysługiwania prawa do wsparcia operacyjnego

Wsparcie jest przewidziane na maksymalnie 10 lat od daty pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej, ale nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2034 r. (nowy art. 70j ust. 3 ustawy). Ostateczny termin przysługiwania prawa do wsparcia został ustalony przy uwzględnieniu przepisów pkt 70 CEEAG: „Komisja zatwierdzi środki na podstawie niniejszych wytycznych na okres maksymalnie 10 lat, choć w niektórych przypadkach może to być dalej ograniczone (zob. pkt 76). Jeżeli państwo członkowskie pragnie przedłużyć okres obowiązywania środka poza ten maksymalny okres, może ponownie zgłosić środek. (…).”.

Stała cena zakupu we wsparciu operacyjnym

Dodawane przepisy artykułów 70g–70j do ustawy OZE regulują zasady uczestnictwa w systemie wsparcia operacyjnego jednostek wytwórczych z OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW. Art. 70g, opierając się o dzisiejsze przepisy art. 70a ust. 1 i 2, określa technologie jednostek, które mogą ubiegać się o wsparcie; precyzuje, że jest ono przewidziane dla jednostek nieotrzymujących wsparcia w innych systemach, adresuje kwestię przedsiębiorstw będących w trudnej sytuacji oraz reguluje kwestię magazynów energii przyłączonych do instalacji otrzymujących wsparcie operacyjne. W zakresie biomasy uwzględniono technologie dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego oraz układów hybrydowych, wychodząc z założenia, że spalanie wielopaliwowe może stanowić technologię jedynie uzupełniającą udział OZE w miksie energetycznym Polski. Do katalogu instalacji objętych systemem wsparcia dołączono również instalację termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji. To ostatnie zastrzeżenie jest związane z wymogiem opisanym w motywie 86 CEEAG: „Pomoc na produkcję energii z odpadów może być uznana za zgodną z niniejszą sekcją w zakresie, w jakim jest ona ograniczona do odpadów wykorzystywanych do zasilania instalacji wchodzących w zakres definicji wysokosprawnej kogeneracji.”.

Wejście instalacji do systemu wsparcia operacyjnego

W projektowanym art. 70h ustawy OZE uregulowano, jakie formalne kroki musi przejść wytwórca, aby móc sprzedawać energię po stałej cenie zakupu wyliczonej w stosunku

do referencyjnej ceny operacyjnej. Wytwórca planujący skorzystanie z systemu wsparcia operacyjnego jest obowiązany do złożenia do Prezesa URE deklaracji, która jest uregulowana w art. 70h ust. 1–4. W zakresie informacji zawartych w deklaracji jest to deklaracja tożsama do tej z art. 70b z zastrzeżeniem, że wytwórca nie przekazuje informacji o sprzedawcy zobowiązanym, ponieważ w systemie wsparcia operacyjnego wytwórca, jako profesjonalny podmiot działający od dłuższego czasu na rynku energii, jest obowiązany do wyboru własnego sprzedawcy.

Dodawane art. 70h ust. 2 i 3 regulują tryb złożenia i zakres deklaracji oraz wymieniają oświadczenia, które wytwórca jest zobowiązany załączyć do deklaracji. Treść oświadczenia, o którym mowa w ust. 3 pkt 6, została dostosowana w taki sposób by oddawała okoliczności właściwe dla wytwórców mogących uczestniczyć w tym systemie wsparcia. W ust. 5 określono termin wydania zaświadczenia dla wytwórcy przez Prezesa URE na 45 dni. Jednocześnie pozostawiono możliwość zmiany przez wytwórcę kluczowych elementów deklaracji, tj. planowanej daty zakończenia sprzedaży niewykorzystanej energii, mocy instalacji OZE oraz ilości energii, jaką planuje sprzedać w trakcie okresu wsparcia.

Należy tu zaznaczyć, że wytwórca nie ma możliwości powtórnego złożenia deklaracji po upływie okresu wsparcia w systemie wsparcia operacyjnego. Nie może więc powtórnie wejść do systemu, ma jednak prawo modyfikacji deklaracji. Wytwórca, wychodząc z systemu, powinien zakładać, że będzie mógł pokrywać koszty operacyjne z rynkowych przychodów ze sprzedaży energii. Może też zdecydować się na modernizację swojej jednostki wytwórczej z OZE, co pozwoli mu zgłosić instalację do systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych.

Do opisanej powyżej deklaracji wytwórca dołącza oświadczenia (ust. 4): o dniu zakończenia uczestnictwa w innych systemach wsparcia (pkt 1), o tym, że nie będzie otrzymywał wynagrodzenia z tytułu uczestnictwa w rynku mocy oraz uczestniczył w systemie wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (pkt 2), zobowiązanie do rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej w terminie 3 miesięcy od dnia wydania przez Prezesa URE zaświadczenia opisanego w ust. 5 (pkt 3) oraz oryginał lub poświadczoną kopię schematu instalacji (pkt 4). Wspomniane zaświadczenie wydaje Prezes URE w terminie 45 dni od złożenia deklaracji (ust. 5). Odmowa jego wydania może nastąpić w sytuacji, gdy składana deklaracja nie spełnia warunków w zakresie niezbędnych informacji i oświadczeń lub gdy wydanie zaświadczenia będzie wiązało się z przekroczeniem maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych rodzajów instalacji na podstawie art. 70i. W sytuacji odmowy wydania

zaświadczenia, wytwórca może wnieść zażalenie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów, co reguluje ust. 10.

Po otrzymaniu zaświadczenia wytwórca może zmienić (ust. 7) deklarację w zakresie skrócenia okresu uczestnictwa w systemie wsparcia operacyjnego (pkt 1) oraz mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji (pkt 2). Ma to pozwolić wytwórcy na pewną elastyczność w przypadku, gdyby z racji wystąpienia nieprzewidzianych okoliczności zaszła konieczność modyfikacji mocy instalacji oraz gdyby wytwórca zdecydował się na wcześniejsze wyjście z sytemu wsparcie operacyjnego, co może być wynikiem konieczności przeprowadzenia modernizacji i chęci wejścia do systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych, czy zmiany sytuacji rynkowej pozwalającej na pokrycie kosztów operacyjnych z przychodów rynkowych ze sprzedaży energii. Jednakże nie przewiduje się możliwości takiej zmiany, która skutkowałaby zmianą referencyjnej ceny operacyjnej, będącej podstawą do wyliczenia stałej ceny zakupu.

Art. 70h ust. 8 stanowi, że wytwórca, który uzyskał zaświadczenie na okres krótszy niż 10 lat lub skrócił ten okres zmieniając deklarację, nie może złożyć kolejnej deklaracji. Celem tego przepisu jest uniknięcie sytuacji wchodzenia do systemu i wychodzenia z niego według chwilowego, partykularnego interesu wytwórcy, co będzie tworzyło nadwymiarowe obciążenia administracyjne dla regulatora oraz operatora rozliczeń energii odnawialnej. Wytwórca, jako podmiot o wieloletniej obecności na rynku energii, musi podjąć decyzję co do uczestnictwa w systemie zapewniającym mu rentowność albo trwale z niego wyjść w sytuacji, gdy tego wsparcia już nie potrzebuje.

Projektowany art. 70i ustawy zawiera fakultatywną delegację ustawową dla Rady Ministrów dla wydania rozporządzenia określającego maksymalną moc zainstalowaną elektryczną poszczególnych typów instalacji OZE, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie pozwalające na udział w systemie wsparcia operacyjnego (ust. 2). Wskazane w tym rozporządzeniu wartości, obok ryzyka niezbilansowania produkcji energii z instalacji OZE w krajowym systemu elektroenergetycznego (ust. 1), są przesłanką do odmowy wydania zaświadczenia wytwórcy.

Wysokość stałej ceny zakupu dla wytwórców energii elektrycznej z instalacji OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW oraz maksymalny okres wsparcia i planowany termin zakończenia systemu wsparcia operacyjnego są wskazane w projektowanym art. 70j ustawy. Wytwórcom w systemie wsparcia operacyjnego, którzy nie uczestniczą w aukcjach, przysługuje 90% referencyjnej ceny operacyjnej ustalonej na dany rok

kalendarzowy. Oznacza to, że stała cena zakupu dla wytwórców energii elektrycznej z instalacji OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW nie jest ustalona jednokrotnie na 10-letni okres prawa do wsparcia, lecz może być zmieniana w trakcie tego okresu w związku z wydaniem nowego rozporządzenia na podstawie art. 83g ust. 1 ustawy. Referencyjna cena operacyjna nie podlega waloryzacji.

Udział w aukcjach na wsparcie operacyjne

Wytwórca energii elektrycznej z instalacji OZE o mocy większej niż 1 MW może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne (art. 83b ustawy). Katalog technologii dopuszczonych do aukcji jest podobny jak w przypadku instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, a więc do biogazu rolniczego, biogazu pozyskanego ze składowisk odpadów, oczyszczalni ścieków, innego biogazu oraz hydroenergii i biomasy, z uwzględnieniem układów hybrydowych, jej współspalania w dedykowanych instalacjach spalania wielopaliwowego oraz instalacji termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji. Szczegółowo jest to wskazane w art. 83g ust. 3 przy wskazaniu podziału właściwego dla operacyjnej ceny referencyjnej.

Aukcje są ogłaszane przez Prezesa URE co najmniej raz w roku. Należy przy tym zaznaczyć, że konieczne do przeprowadzenia aukcji na wsparcie operacyjne jest wydanie rozporządzenia Rady Ministrów, w którym zostanie określona maksymalna ilość i wartość energii do sprzedaży w ramach aukcji w kolejnym roku kalendarzowym. Takie rozporządzenie winno zostać wydane do dnia 31 marca każdego roku (art. 83c ust. 2 ustawy). Jak już wyjaśniono wcześniej, pierwsze rozporządzenie określające maksymalną ilość i wartość energii do sprzedaży w ramach aukcji w 2025 r. zostanie wydane w terminie do dnia 30 września 2025 r.

Udział w aukcji mogą wziąć wytwórcy, którzy złożyli deklarację, o której mowa w art. 83b ust. 2 pkt 1, i uzyskali potwierdzenie jej przyjęcia przez Prezesa URE. Wytwórca, który wszedł do systemu aukcji na wsparcie operacyjne na podstawie potwierdzenia przyjęcia deklaracji, w kolejnych 9 latach kalendarzowych nie musi składać deklaracji przed aukcją obejmującą wsparcie w kolejnym roku kalendarzowym. Przechodzi jedynie uproszczoną procedurę obejmującą złożenie oświadczenia, że warunki techniczne instalacji OZE objętej deklaracją nie uległy zmianie.

W art. 83d ust. 5 uregulowano tzw. koszyki aukcyjne oraz to, że aukcje na wsparcie operacyjne przeprowadza się odrębnie dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW:

1) wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy (np. 83g ust. 3 pkt 12–13),
2) wykorzystujących wyłącznie biogaz składowiskowy, biogaz z oczyszczalni ścieków oraz biogaz inny (niż rolniczy, składowiskowy oraz biogaz z oczyszczalni ścieków), a także dedykowanych instalacji spalania biomasy, układów hybrydowych, w tym w wysokosprawnej kogeneracji, a także instalacji termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji oraz dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego(art. 83g ust. 3pkt 14–23),
3) wykorzystujących wyłącznie hydroenergię o mocy nie większej niż 5 MW (art. 83g ust. 3 pkt 25).

Prawo do pokrycia salda ujemnego i obowiązek pokrycia salda dodatniego

Wytwórcy, który wygrał aukcję na wsparcie operacyjne, przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda przez rok, licząc od pierwszego dnia kolejnego roku kalendarzowego rozpoczynającego się po zamknięciu sesji aukcji na wsparcie operacyjne (art. 83e ust. 1i 2). Oznacza to, że np. w przypadku aukcji na wsparcie operacyjne, której sesja zamknie się w dniu 10 grudnia 2026 r., wsparcie dla wytwórców, którzy złożyli zwycięskie oferty, będzie przysługiwać w okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2027 r. Wytwórca wygrywając aukcję bierze na siebie comiesięczne obowiązki sprawozdawcze w zakresie ilości wyprodukowanej energii oraz zobowiązanie do realizacji zapisanego w ofercie wolumenu produkcji energii elektrycznej. Rozliczenie tej ilości następuje po zakończeniu roku kalendarzowego, w którym przysługiwało wytwórcy wsparcie (art. 83f ustawy).

Z obowiązkami sprawozdawczymi wytwórców, których instalacje uczestniczą w systemie wsparcia operacyjnego, wiążą się również zmiany redakcyjne w art. 93. Wytwórca energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii uczestniczący w systemie wsparcia operacyjnego (zarówno w oparciu o stałą cenę zakupu, jak i otrzymujący wsparcie na mocy zwycięskiej oferty), jest obowiązany do prowadzenia wskazanej w ust. 2 dokumentacji, w tym dobowych ilości sprzedanej energii objętej wsparciem, obliczenia wartości tej energii jako iloczynu ilości energii oraz średniej dziennej ceny energii elektrycznej, przekazywania tych informacji operatorowi rozliczeń energii odnawialnej w sprawozdaniu miesięcznym w terminie 15 dni od zakończenia danego miesiąca oraz uwzględnienia w tym sprawozdaniu ilości zakwestionowanej energii elektrycznej (zgodnie z art. 88 ust. 1 ustawy).

Wprowadzenie systemu wsparcia operacyjnego w oparciu o pokrycie ujemnego salda lub zwrot salda dodatniego wymagało też odpowiednich zmian w art. 93 ust. 9 ustawy regulującym kwestię pokrycia ujemnego salda przez operatora rozliczeń energii odnawialnej.

Jednocześnie na wytwórcy spoczywa obowiązek rozliczenia ewentualnego salda dodatniego. Podobnie jak w przypadku aukcyjnego systemu wsparcia dla instalacji nowych oraz zmodernizowanych, dodatnie saldo będzie rozliczane w okresie trzech lat kalendarzowych w terminie 6 miesięcy od zakończenia danego okresu (art. 93 ust. 12 ustawy).

Analiza i rozporządzenie w zakresie referencyjnej ceny operacyjnej

Projektowany art. 83g ust. 1–3 ustawy reguluje kwestię rozporządzenia ministra właściwego do spraw klimatu w zakresie referencyjnej ceny operacyjnej. W ust. 2 wyszczególniono katalog kosztów branych pod uwagę przy wydawaniu rozporządzenia. Uwzględniono w nim szeroki katalog kosztów operacyjnych, który uwzględnia koszty typowe dla technologii wspieranych w przedmiotowym systemie wsparcia. W ust. 3 określono podział technologiczno-mocowy na odrębne grupy, dla których zostanie wyznaczona cena referencyjna.

Ww. rozporządzenie będzie wydawane co rok i określi referencyjną cenę operacyjną obowiązującą wytwórców wchodzących do systemu dopłat do ceny rynkowej (FiP) oraz uczestniczących w aukcjach na wsparcie operacyjne.

W pierwszym roku wejścia do systemu wsparcia operacyjnego, cena będzie obowiązywać od momentu wejścia w życie tego rozporządzenia do końca kolejnego roku kalendarzowego. Dla przykładu, jeżeli wytwórca wejdzie do systemu wsparcia operacyjnego na zasadzie FiP z dniem 1 grudnia, to cena będzie go obowiązywać przez 13 miesięcy, tj. do końca kolejnego roku kalendarzowego. W kolejnych latach może jednak wystąpić sytuacja, w której wytwórca przystąpi do systemu wsparcia operacyjnego w formule FiP w pierwszej połowie roku, a więc na podstawie ceny z rozporządzenia wydanego w roku poprzedzającym. W takim przypadku „stara" cena będzie obowiązywać takiego wytwórcę do końca roku, w którym przystąpił do systemu, a od stycznia kolejnego roku jego cena zostanie zaktualizowana w oparciu o nowe stawki (art. 70j ust. 4).

W przypadku wytwórców biorących udział w aukcjach na wsparcie operacyjne, referencyjne ceny operacyjne ogłoszone w rozporządzeniu określają maksymalne ceny w aukcjach na wsparcie operacyjne przeprowadzanych w tym samym roku kalendarzowym, a

przez to także maksymalny poziom wsparcia dla tych wytwórców w kolejnym roku kalendarzowym.

Zobowiązania wytwórcy oraz kompetencje kontrolne Prezesa URE

Wytwórca energii elektrycznej z instalacji OZE, składając ofertę w aukcji, zobowiązuje się do wytwarzania i sprzedaży objętego ofertą wolumenu energii elektrycznej w kolejnym roku kalendarzowym rozpoczynając sprzedaż tej energii elektrycznej w pierwszych 30 dniach roku następującego po roku zamknięcia sesji aukcji, w której złożono zwycięską ofertę (art. 83h ust. 3 pkt 5 ustawy).

Wprowadzenie systemu wsparcia operacyjnego wymagało również poszerzenia kompetencji kontrolnych Prezesa URE w odniesieniu do instalacji OZE korzystających z tego wsparcia. I tak, w zakresie upoważnienia do kontroli Prezesa URE, w ustawie OZE w art. 84 ust. 1, art. 87 i w art. 88 ust. 1 dodano odwołanie do oświadczenia wskazanego w art. 83h ust. 3 pkt 6 i 7. Uzupełniono również odpowiednio art. 86 pkt 1 lit. a.

Z racji objęcia systemem wsparcia operacyjnego instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną w procesach wysokosprawnej kogeneracji, było konieczne uwzględnienie odpowiednich odesłań w art. 93a ustawy. Regulują one kwestie przedłożenia Prezesowi URE opinii akredytowanej jednostki dotyczącej zasadności uznania danej instalacji za działającą w wysokosprawnej kogeneracji, ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w procesach wysokosprawnej kogeneracji i poza nimi oraz uwzględniania nienależnie wypłaconej pomocy publicznej w pokryciu przyszłego ujemnego salda przez operatora systemu rozliczeń energii odnawialnej. Z tym ostatnim wiążą się również zmiany redakcyjne we wzorze określonym w art. 93a ust. 4 ustawy.

System wsparcia operacyjnego został również uwzględniony w art. 168 regulującym przesłanki wymierzenia kary finansowej. W ust. 15 uregulowano sankcje dotyczące niedotrzymania obowiązku dostarczenia co najmniej 85% wolumenu energii zadeklarowanej w ofercie złożonej w aukcji na wsparcie operacyjne. To z kolei wymagało zmian w art. 170 ust. 6 pkt 2 ustawy, polegającej na wprowadzeniu do ustawy wzoru do wyliczenia wysokości kary pieniężnej dla wytwórców korzystających ze wsparcia operacyjnego.

5. Hybrydowe instalacje OZE

Zmiana definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii oraz mocy zainstalowanej

W projekcie zaproponowano zmianę definicji „hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii" oraz „mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii".

Proponowana modyfikacja stanowi efekt uwzględnienia przy definiowaniu hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii funkcjonujących rozwiązań technologicznych. Zmiana zapewni istotne korzyści wynikające z bieżącej eksploatacji sieci i pozwoli na uniknięcie istotnych wydatków na jej rozbudowę, których poniesienie byłoby konieczne. W szczególności, istotne jest stabilizowanie, już na poziomie hybrydowej instalacji OZE, energii z niej wyprowadzanej do sieci, co pozwoli na łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów. Taki obowiązek w sposób znaczny wpłynie także na rozwój sektora magazynowania energii. Tworzenie regulacji prawnych mających na celu wzrost znaczenia magazynów energii nie tylko sprzyja bezpieczeństwu sieci elektroenergetycznej, ale też zachęca do stałego rozwoju tej technologii. W efekcie tego należy się spodziewać wzrostu efektywności pracy tych magazynów, co bezpośrednio przełoży się na popularność ich stosowania i spadek kosztów. Ma to szczególne znaczenie nie tylko dla dużych instalacji odnawialnego źródła energii, ale również dla mikroinstalacji. Tańsza i bardziej efektywna technologia magazynowania energii to szansa na zwiększenie autokonsumpcji energii odnawialnej. Dodatkowo, projektodawca dopuścił możliwość pobierania energii elektrycznej z sieci do magazynu energii, będącego częścią instalacji OZE lub hybrydowej instalacji OZE, pod warunkiem zastosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego. To rozwiązanie powinno przyczynić się do stabilizacji pracy sieci elektroenergetycznej.

Ponadto, w definicji mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła wskazano urządzenie określające łączną moc znamionową czynną w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii. Pozwoli to na uniknięcie wątpliwości związanych ze stosowaniem przepisów w odniesieniu do hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii.

Co istotne instalacje hybrydowe uczestniczące w aukcjach powinny charakteryzować się stopniem wykorzystania mocy nie mniejszym niż 5256 MWh/MW/rok.

6. Inne przepisy

Zmiany wprowadzone w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii

Poszerzenie obszaru działania spółdzielni energetycznych

Od dnia wprowadzenia do polskiego systemu prawnego spółdzielni energetycznych, co dokonało się na podstawie ustawy z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 925), w wykazie spółdzielni energetycznych zamieszczono zaledwie kilka takich podmiotów, co w porównaniu z danymi z innych państw członkowskich, pozwala na przyjęcie tezy, że instytucja ta, jak dotąd, nie rozwija się prawidłowo w satysfakcjonującym tempie. Dla porównania można wskazać, że w Niemczech funkcjonuje około tysiąc spółdzielni energetycznych. Wiele tego rodzaju podmiotów prowadzi działalność na terenie Austrii oraz Danii. Spółdzielnie energetyczne są popularne także m.in. w Holandii, Szwecji, Finlandii, we Włoszech, Belgii, Francji oraz Hiszpanii.

Podstawowym celem projektowanych zmian jest poprawa warunków dla rozwoju energetyki rozproszonej na terenach wiejskich w formie spółdzielni energetycznej. Przygotowane przepisy mają ułatwić tworzenie i funkcjonowanie tej formy lokalnego zrzeszenia, a także zachęcić podmioty do angażowania się w tego rodzaju inicjatywy.

W związku z wykazanym celem zmiany ustawy, dokonano również poszerzenia obszaru działalności spółdzielni energetycznych, przez umożliwienie im działania w obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego gazowego zaopatrującego także w biogaz rolniczy lub biometan. Tym samym umożliwiono spółdzielniom wytwarzanie i zużywanie, poza biogazem, również biogazu rolniczego w instalacjach o rocznej wydajności poniżej 40 mln m^3 lub biometanu w instalacjach o rocznej wydajności poniżej 20 mln m^3.

W konsekwencji powyższego, wprowadzono zmiany w przedmiocie działalności spółdzielni (art. 38f ust. 1 ustawy), określeniu zakresu działalności spółdzielni energetycznej podlegającej wpisowi do wykazu spółdzielni energetycznych (art. 38g ust. 2 ustawy), jak również sprawozdawczości i prowadzonej przez spółdzielnię dokumentacji.

Wprowadzono także zmiany o charakterze porządkującym i redakcyjnym do obowiązujących przepisów.

Zmiana art. 2 pkt 33a ustawy ma na celu doprecyzowanie, że przedmiotem działalności spółdzielni energetycznej może być wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła, biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii, a następnie obrót nimi lub ich magazynowanie wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków. Aktualne brzmienie przepisów nie odnosi się do obrotu i magazynowania energii, co jest

podstawą wątpliwości wyrażanych w doktrynie i praktyce funkcjonowania spółdzielni energetycznych.

W art. 38c ust. 1a ustawy zaproponowano zredefiniowanie pojęcia członka spółdzielni energetycznej na potrzeby mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii. Aktualnie za członka spółdzielni energetycznej, w myśl art. 38c ust. 1a ustawy, uważa się podmiot, którego instalacja jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej. Z uwagi na fakt rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii jest konieczne rozszerzenie tego pojęcia. W myśl projektowanych zmian za członka spółdzielni należy uznać podmiot, którego instalacja jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej gazowej lub sieci ciepłowniczej, a także podmiot, do którego energia ze źródeł odnawialnych wytwarzana przez spółdzielnię energetyczną lub jej członków jest dostarczana w inny sposób niż za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej gazowej lub sieci ciepłowniczej. Innym sposobem dostarczenia energii może być udostępnienie urządzeń do ładowania elektrycznego lub dostarczenie zmagazynowanej energii elektrycznej. Podobnie jest w przypadku biogazu, który może być udostępniony odbiorcy końcowemu nie tylko przez sieć dystrybucyjną.

Konsekwencją zaproponowanej zmiany definicyjnej w art. 2 pkt 33a oraz art. 38c ust. 1a ustawy jest także propozycja modyfikacji określenia obszaru działania spółdzielni energetycznej. W myśl projektowanej regulacji obszar ten będzie wyznaczany, na zasadzie alternatywy łącznej, w oparciu o trzy kryteria lokalizacyjne. Po pierwsze w odniesieniu do punktów poboru energii elektrycznej wytwórców i odbiorców będących członkami tej spółdzielni, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. Po drugie, przy określeniu miejsc przyłączenia wytwórców i odbiorców ciepła będących członkami tej spółdzielni do sieci dystrybucyjnej ciepłowniczej lub po trzecie – w odniesieniu do miejsc przyłączenia wytwórców i odbiorców będących członkami tej spółdzielni do sieci dystrybucyjnej gazowej lub miejsc wytwarzania oraz zużycia biogazu.

W art. 38c ust. 2 ustawy doprecyzowano przepis, zgodnie z którym obszar działania spółdzielni energetycznej określa się na podstawie wskazanych przez spółdzielnię energetyczną punktów poboru energii elektrycznej lub miejsc przyłączenia do sieci ciepłowniczej lub gazowej wytwórców i odbiorców będących członkami spółdzielni energetycznej lub miejsc wytwarzania oraz zużycia biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu.

Proponowana w art. 38c ust. 8 ustawy zmiana ma charakter techniczny i doprecyzowujący. Uszczegóławia, że okresem rozliczeniowym wobec energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej jest miesiąc kalendarzowy.

W konsekwencji było konieczne także zaproponowanie zmiany art. 38c ust. 9 pkt 1 ustawy przez usunięcie wyrażenia, że okres rozliczeniowy może być przyjęty w umowie, skoro okres ten zostanie zdefiniowany w akcie prawnym.

Proponowana zmiana art. 38d ustawy doprecyzowuje problematykę zawierania umów kompleksowych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze zamierza rozpocząć działanie lub działa spółdzielnia energetyczna oraz nakłada na OSD obowiązki wobec spółdzielni energetycznej i jej członków.

Projektowane uchylenie zawartego w art. 38e w ust. 1 pkt 2 ustawy ograniczenia dotyczącego liczby członków odwołuje się do istoty spółdzielni jako podmiotu będącego dobrowolnym zrzeszeniem nieograniczonej liczby osób. Choć funkcjonujące w Polsce społeczności energetyczne nie wykazują, aby bariera ta miała charakter nadrzędny, to doświadczenia innych państw członkowskich pozwalają przyjąć, że zniesienie tego limitu może przyczynić się pozytywnie do rozwoju energetyki rozproszonej.

W art. 38e ust. 1 pkt 3 lit. a ustawy doprecyzowano przepis, zgodnie z którym łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 10 MW, a ich sprawność wytwarzania energii elektrycznej umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków.

Zmiana art. 38f ust. 1 ustawy jest konsekwencją zmiany brzmienia art. 2 pkt 33a ustawy. W projektowanych przepisach wyraźnie wskazano, że działalność spółdzielni w zakresie wytarzania energii elektrycznej, ciepła lub biogazu lub biogazu rolniczego, lub biometanu, ich magazynowania i obrotu nimi może być prowadzona na rzecz spółdzielni energetycznej, wszystkich lub wybranych członków tej spółdzielni.

Jest to skutek powstających w świetle aktualnie obowiązujących regulacji wątpliwości, czy spółdzielnia energetyczna wytwarzając energię i ciepło powinna dystrybuować je do wszystkich członków spółdzielni energetycznej, czy może to czynić jedynie do wybranych członków w odniesieniu do energii elektrycznej i wybranych w stosunku do ciepła. Proponowana zmiana jednoznacznie przesądza, że z każdego z ustawowych obszarów działalności spółdzielni, o którym stanowi art. 38c ust. 1a, może korzystać jeden lub więcej

członków spółdzielni energetycznej, nie muszą to jednak być wszyscy członkowie spółdzielni energetycznej. Zmiana art. 38g ust. 2 pkt 1 lit. b stanowi konsekwencję zmiany art. 38c ust. 2.

Celem wprowadzenia regulacji art. 38g ust. 6a ustawy jest wprowadzenie zasady usuwania oczywistych błędów w wykazie spółdzielni energetycznych z urzędu, bez konieczności składania stosownych wniosków przez spółdzielnię. Jako podmiot uprawniony do takiego korygowania danych proponuje się Dyrektora Generalnego KOWR. Jest to uzasadnione faktem, że podmiot ten jest ustawowo upoważniony do prowadzenia wykazu spółdzielni energetycznych.

W art. 38l ustawy zawarto przepisy umożliwiające Dyrektorowi Generalnemu KOWR, przed wydaniem decyzji o wykreśleniu z wykazu spółdzielni energetycznej, wezwanie i wyznaczenie spółdzielni energetycznej terminu do usunięcia naruszeń. Jednocześnie wskazano, że wydana decyzja o wykreśleniu z wykazu spółdzielni energetycznej podlega natychmiastowemu wykonaniu, a Dyrektor Generalnych KOWR przekazuje informację o wydaniu tej decyzji właściwemu dla danej spółdzielni energetycznej sprzedawcy energii. Konsekwencją wprowadzenia tych przepisów jest zmiana w art. 38g ust. 2 oraz wprowadzenie zmian do przepisu przejściowego w art. 42 do projektowanej ustawy.

W art. 38m ustawy doprecyzowano przepis, zgodnie z którym spółdzielnia energetyczna z dniem zamieszczenia danych spółdzielni energetycznej w wykazie spółdzielni energetycznej jest obowiązana do prowadzenia wymaganej dokumentacji oraz przekazywania sprawozdań rocznych do Dyrektora Generalnego KOWR.

Celem przygotowanej regulacji art. 38ma ustawy jest umożliwienie Dyrektorowi Generalnemu KOWR korzystania z centralnego systemu informacji rynku energii. Jest to regulacja wprowadzona na potrzeby administracyjnej kontroli działania spółdzielni energetycznej, do której z mocy upoważnienia ustawowego jest obowiązany KOWR.

Zmiana art. 40, przez dodanie ust. 1ac, określa jednoznacznie sposób realizacji obowiązku rozliczenia sprzedawcy zobowiązanego w rozumieniu art. 40 ust. 1 ustawy w przypadku spółdzielni energetycznej. Proponuje się, aby realizacja odbywała się na podstawie umowy kompleksowej zawieranej z każdym członkiem danej spółdzielni energetycznej, z uwzględnieniem odpowiednich ilości energii elektrycznej wytworzonej przez spółdzielnię energetyczną lub jej członków. Zmiana ta koresponduje ze zmianą w art. 38d i zapewnia spójność przepisów.

Zmiana art. 168 pkt 22 ustawy jest konsekwencją uchylenia art. 38m pkt 2 ustawy. Zaproponowano rozwiązania preferencyjne, mające służyć zachęceniu społeczności lokalnych do tworzenia spółdzielni energetycznych. W odniesieniu bowiem do spółdzielni, które do dnia 31 grudnia 2025 r. wystąpią z wnioskiem, o którym mowa w art. 38g, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii będzie musiała umożliwiać pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków. Jest to rozwiązanie preferencyjne w stosunku do aktualnie obowiązującego progu 70% pokrycia potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków, o którym stanowi art. 38e ust. 1 pkt 3 lit. a tiret pierwsze ustawy.

Przepisy przejściowe projektowanej ustawy w art. 42 zostały uzupełnione o obowiązek aktualizacji danych spółdzielni energetycznych w wykazie spółdzielni energetycznych o informację na temat punktów poboru energii należących do danej spółdzielni energetycznej

Nowelizacja ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne

Proponowana zmiana art. 7 ustawy – Prawo energetyczne, przez dodanie ust. $8d^{14}$, wprowadza obowiązek przyłączenia przez przedsiębiorstwo energetyczne instalacji OZE, po łącznym spełnieniu wskazanych w pkt 1 i 2 warunków, a więc gdy:

1) o przyłączenie ubiega się podmiot będący członkiem spółdzielni, którego instalacja będzie wytwarzać energię elektryczną na potrzeby odbiorców końcowych spółdzielni energetycznej:
   a) zasilanych z jednej i tej samej stacji transformatorowej przetwarzającej średnie napięcie na niskie napięcie co ten podmiot, lub
   b) zasilanych z więcej niż jednej stacji transformatorowej przetwarzającej średnie napięcie na niskie napięcie lub zasilanych z sieci średniego napięcia, które są ze sobą bezpośrednio połączone, do której będzie podłączony ten podmiot;
2) łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii, które będą wytwarzać energię elektryczną na potrzeby odbiorców końcowych, o których mowa w pkt 1:
   a) nie jest większa niż 80% łącznej mocy określonej w wydanych warunkach przyłączenia lub w umowach o przyłączenie do sieci dla tych odbiorców końcowych,
   b) umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw energii elektrycznej do tych odbiorców końcowych.

Nowelizacja ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników

W tym akcie prawnym proponuje się zmianę brzmienia w art. 6 ust. 3. Celem proponowanej zmiany ma być rozszerzenie zakresu działalności spółdzielni rolników także o możliwość wytwarzania energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii, które stanowią własność spółdzielni rolników lub jej członków, a także w zakresie obrotu nimi lub ich magazynowania.

Nowelizacja ustawy z dnia 22 października 2004 r. o jednostkach doradztwa rolniczego

Dodanie w ustawie z dnia 22 października 2004 r. o jednostkach doradztwa rolniczego (Dz. U. z 2020 r. poz. 721, z późn. zm.) art. 11a umożliwi jednostkom doradztwa rolniczego posiadanie, obejmowanie lub nabywanie, za zgodą ministra właściwego do spraw rozwoju wsi, udziałów w spółdzielniach i spółdzielniach rolników, których przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii, a następnie obrót nimi lub ich magazynowanie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków. Proponuje się ponadto, aby w tym przypadku przepisu art. 49 ust. 2 ustawy z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych nie stosować.

Prosument lokatorski

Zmiana przepisów ma na celu rozwiązanie problemów z wykorzystaniem OZE na szerszą skalę w budynkach wielolokalowych, jak również pełną implementację REDII. Z jednej strony zainteresowanie OZE w takich budynkach, np. na osiedlach bloków, jest wciąż bardzo małe, a z drugiej strony, to właśnie OZE może rozwiązać wiele problemów takich budynków, jako że są położone w gęsto zaludnionych okolicach miejskich, gdzie znajduje się wielu odbiorców energii (części wspólne, sklepy i supermarkety w dolnych partiach budynku, które zużywają bardzo dużo energii na chłodzenie produktów, okoliczne lokale usługowe, a często też zakłady rzemieślnicze i biura firm). Tendencja ta jest wspierana tym bardziej przez coraz powszechniejsze wykorzystanie klimatyzacji, co znacznie zwiększa rachunki za energię w połączeniu z jej wysokimi cenami. Szersze wykorzystanie OZE w zabudowie wielolokalowej przełoży się także na zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, a tym samym przyczyni się do przeciwdziałania zmianom klimatycznym. Ponadto zwiększenie ilości energii wytwarzanej w samych miastach zmniejszy obciążenie sieci dystrybucyjnej i przesyłowej związane z koniecznością dostarczania energii z oddalonych jednostek wytwórczych do tych miast. Warto również zauważyć, że właśnie na obszarze miasta sieć elektroenergetyczna jest najlepiej rozwinięta i posiada największe rezerwy do wykorzystania, a więc rozwój energetyki

prosumenckiej na tych obszarach wpływa korzystnie na optymalne wykorzystanie systemu elektroenergetycznego.

Wprowadzenie fakultatywnej możliwości zmiany wynagrodzenia za energię dla prosumenta energii odnawialnej produkującego energię na potrzeby części wspólnej budynku wielolokalowego (tzw. prosument lokatorski) jest drobną i prostą zmianą w przepisach dotyczących prosumenta energii odnawialnej (prosumenta indywidualnego), która będzie dedykowana jedynie prosumentom energii odnawialnej wytwarzającym energię na potrzeby części wspólnej budynku wielolokalowego (np. wspólnotom mieszkaniowym, spółdzielniom mieszkaniowym). Polega ona na możliwości zmiany formy wynagrodzenia za energię. Jeżeli prosumentem energii odnawialnej będzie prosument indywidualny, który wytwarza energię na potrzeby części wspólnej budynku wielolokalowego, będzie miał on opcję zmiany formy wynagrodzenia z obniżenia rachunku za energię elektryczną za pomocą konta prosumenckiego na wypłatę wartości energii na wskazany przez siebie rachunek bankowy. Środki z depozytu prosumenckiego, wykorzystywane będą przez prosumenta energii odnawialnej na zakup energii elektrycznej lub na obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku wielolokalowym o przeważającej funkcji mieszkalnej, na którym jest umiejscowiona mikroinstalacja OZE, lub innych budynkach o przeważającej funkcji mieszkalnej, których części wspólne są zarządzane przez tego prosumenta energii odnawialnej. Zgodnie z konsultacjami z przedstawicielami zarządców budynków wielolokalowych jest to forma znacznie bardziej odpowiadająca tym zarządcom, gdyż mogą oni wtedy bezpośrednio przeznaczyć zaoszczędzone pieniądze na remonty czy konserwacje budynków, jak również obniżenie czynszów dla lokatorów. Taka forma wynagrodzenia, chociaż nie zmienia jego stawki, jest bardziej namacalna, a tym samym atrakcyjniejsza dla zarządców, którzy dotychczas nie byli w dużym stopniu zainteresowani tego rodzaju inwestycjami.

Podkreślić jednak należy, że korzyści związane z wytwarzaniem energii elektrycznej należy wydatkować zgodnie z przepisami ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali, ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze lub innymi właściwymi przepisami. Biorąc pod uwagę, że wartość wypłacanego depozytu prosumenckiego odpowiada bezpośrednio rynkowej cenie energii, którą dysponuje sprzedawca po wprowadzeniu jej przez prosumenta energii odnawialnej do sieci, nie spełniono podstawowej przesłanki wystąpienia pomocy publicznej, jaką jest transfer nadzwyczajnych korzyści ze środków państwa. Celem projektu jest więc dostosowanie obecnej formy prosumenta energii odnawialnej do potrzeb

wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych w taki sposób, aby korzyści z wytwarzanej energii mogły być wykorzystane na wspólne potrzeby mieszkańców budynków wielolokalowych.

Poza opisanym powyżej rozwiązaniem, inne przepisy pozostają bez zmian, w tym taka sama pozostaje definicja prosumenta energii odnawialnej, jak również przepisy dotyczące podatkowych aspektów rozliczeń prosumentów. W przypadku prosumenta lokatorskiego będzie możliwe jedynie wytwarzanie energii elektrycznej w mikroinstalacji, a więc instalacji o mocy nie większej niż 50 kW. Innym ograniczeniem jest powierzchnia samego dachu lub obiektów budowlanych zarządzanych przez prosumenta energii odnawialnej, jak również konieczność przyłączenia mikroinstalacji za licznikiem części wspólnej (tym samym instalacja taka nie może być nadmiernie oddalona od budynku). Przyłączanie takich instalacji odbywa się pod kontrolą danego operatora sieci dystrybucyjnej, a zgodnie z art. 7 ust. 8d[10] ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może ograniczyć pracę lub odłączyć od sieci mikroinstalację o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do sieci tego operatora w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci.

Sposób wyliczania ceny skorygowanej o pomoc inwestycyjną

Zmiany zaproponowane przez projektodawcę w zakresie art. 39 ust. 7 i art. 39a ust. 7 ustawy służą ujednoliceniu wskazanych w tych przepisach oznaczeń oraz rozwiązaniu wątpliwości w zakresie sposobu wyliczenia ceny skorygowanej o pomoc inwestycyjną przeznaczoną na realizację inwestycji w zakresie instalacji oze. Tym samym uszczegółowiono, że korekta pomocy inwestycyjnej obowiązuje w odniesieniu do wsparcia w postaci stałej ceny zakupu lub wypłaty ujemnego salda, wypłacanego w kolejnych okresach rozliczeniowych począwszy od miesiąca następującego po miesiącu złożenia oświadczenia zawierającego informację o osiągniętej pomocy inwestycyjnej.

Dotychczasowe przepisy określające sposób wyliczania ceny skorygowanej w art. 39 ust. 7 ustawy, w części definiującej oznaczenie C_{sn}, wskazywały, że nowa cena skorygowana obowiązuje od miesiąca złożenia deklaracji, podczas gdy oznaczenie C_s wskazywało odniesienie do oświadczenia zawierającego informację o osiągniętej pomocy inwestycyjnej. Mimo że oznaczenie C_s mieści się w oznaczeniu C_{sn}, to dotychczasowe brzmienie mogło prowadzić do wątpliwości w interpretacji i w stosowaniu tych przepisów.

Przywrócenie przepisów dotyczących mocy zainstalowanej systemu feed-in tarriff – art. 70a ust. 2

Zmiana art. 70a ust. 2 znosi rozszerzenie wsparcia w formie dopłat do ceny rynkowej FiP dla instalacji biogazowych i hydroenergetycznych o mocy do 2,5 MW. Wskazane przepisy były dotychczas zawieszone na mocy art. 26 ustawy z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1524, z późn. zm.), do czasu uzyskania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany w tych przepisach nie stanowią nowej pomocy publicznej.

Należy wyjaśnić, że ww. przepis art. 26 ustawy z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw nie będzie oddziaływał na art. 70a ust. 2 w brzmieniu wprowadzanym w projekcie. Przepis ten stanowi, że art. 70a ust. 2 i 4 w brzmieniu nadanym projektowaną ustawą, nie stosuje się do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany w tych przepisach nie stanowią nowej pomocy publicznej. Sformułowanie „w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą" jednoznacznie przesądza, że ma on zastosowanie, a zatem zawiesza stosowanie art. 70a w jednym, konkretnym brzmieniu nadanym ustawą z 2019 r. Zatem nie będzie skuteczny w odniesieniu do nowego brzmienia art. 70a ust. 2 (czyli brzmienia nadanego jakąkolwiek późniejszą nowelizacją art. 70a ust. 2), nie będzie to bowiem brzmienie nadane ustawą z 2019 r., do której to pojęcie się odnosiło. W związku z tym, że projektowana ustawa nadaje nowe brzmienie art. 70a ust. 2, od dnia wejścia tego brzmienia w życie, przepis art. 26 ustawy z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw w tym zakresie będzie skonsumowany i nie będzie mieć zastosowania do art. 70a ust. 2, stosowanie tego przepisu nie będzie zatem zawieszone.

Zaproponowana zmiana jest związana z wycofaniem wniosku notyfikacyjnego SA.58008 spowodowanym zastrzeżeniami Komisji Europejskiej w zakresie zgodności z unijnymi zasadami alokacji pomocy państwa.

W efekcie powyższego proponuje się przywrócenie pierwotnego pułapu mocowego na poziomie 1 MW dla wszystkich technologii partycypujących w przedmiotowym mechanizmie.

Wprowadzenie przepisów regulujących zmianę mocy instalacji OZE powodująca zmianę pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 77 ust. 5, właściwej dla tej instalacji w dniu złożenia deklaracji przystąpienia do systemu FiT/FiP

W art. 70b ustawy projektodawca wprowadził przepisy regulujące kwestię zmiany mocy skutkującej zmianą pierwotnej kwalifikacji takiej instalacji, co z kolei może skutkować koniecznością wskazania właściwej stałej ceny zakupu zgodnie z art. 70e ust. 1 pkt 1 albo pkt 2 ustawy. W związku z tym, w art. 70b ustawy wprowadzono ust. 10a, który stanowi, że w przypadku zmniejszenia mocy jest utrzymana dotychczasowa stała cena zakupu, a w przypadku zwiększenia tej mocy nową stałą cenę zakupu ustala się od miesiąca następującego po miesiącu zmiany wpisu tej instalacji w rejestrze wytwórców energii w małej instalacji albo w rejestrze wytwórców biogazu rolniczego. Takie podejście ma z jednej strony zniechęcać do zmniejszania mocy instalacji, z drugiej nie dopuścić do sytuacji nadwsparcia w przypadku zwiększenia mocy.

Projektowany art. 70b ust. 10b wskazuje na metodę wyznaczenia nowej stałej ceny zakupu, którą wylicza się przez odjęcie różnicy między ceną referencyjną przysługującą temu wytwórcy w dniu złożenia przez niego deklaracji a ceną referencyjną, która przysługiwałaby mu w przypadku, gdyby pierwotnie wskazał nową moc, od aktualnej stałej ceny zakupu. Dla uwzględnienia ceny skorygowanej przyjmuje się całość zadeklarowanej przez wytwórcę energii pomniejszoną o ilość energii elektrycznej już wytworzonej oraz wprowadzonej do sieci i sprzedanej (ust. 10c). Oświadczenie o nowej stałej cenie zakupu ma zostać przekazane Prezesowi URE oraz operatorowi rozliczeń energii odnawialnej najpóźniej do dnia złożenia pierwszego wniosku o pokrycie ujemnego salda.

Wprowadzenie przesłanek do uznania pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego lub jej pierwszego wytworzenia w ramach systemów FiT/FiP za dokonane, w przypadkach przekroczenia ustawowych terminów z przyczyn niezawinionych przez wytwórców – art. 83 ust. 5

Zostały zidentyfikowane problemy w zakresie spełniania warunków do otrzymania wsparcia w ramach aukcyjnego systemu wsparcia oraz systemu FiT/FiP, polegające na braku możliwości wykonania przez wytwórców będących uczestnikami aukcji, zobowiązania do sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy, w terminie określonym w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE, a w przypadku wytwórców uczestniczących w systemie FiT/FiP – zobowiązania do rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w terminie określonym w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d ustawy OZE, z powodów przez nich niezawinionych.

Wśród instalacji wchodzących do systemów wsparcia OZE miały miejsce przypadki, w których nie dotrzymano ww. terminów z powodu awarii w obrębie instalacji lub przyłączenia, wywołanych m.in. niekorzystnymi zjawiskami atmosferycznymi, wskutek których doszło do zniszczeń poszczególnych elementów jednostek wytwórczych.

W tych przypadkach pozostałe przesłanki formalne, warunkujące uzyskanie przez wytwórcę prawa do wypłaty ujemnego salda, zostały spełnione, tj. w szczególności przed terminem realizacji zobowiązań, o których mowa w ww. przepisach, wytwórcy uzyskali koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej w instalacjach OZE lub wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji.

Ponadto, w powyższych przypadkach operator sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub operator sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej potwierdził wytworzenie i wprowadzenie do sieci energii elektrycznej przed terminem sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego lub terminem zobowiązania do rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w ramach systemu FiT/FiP. Należy jednocześnie wyraźnie podkreślić, że mowa tu o przypadkach, w których energia ta była przedmiotem transakcji rynkowej (stanowiąc zarazem potwierdzenie gotowości instalacji do jej wytwarzania), nie zaś sprzedażą po raz pierwszy, w terminie określonym w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE lub wytworzeniem w terminie określonym w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d ustawy OZE.

Mając na uwadze dotychczas stosowany charakter sankcji wobec braku terminowego dotrzymania przedmiotowych zobowiązań, należy wskazać, że w opinii projektodawcy, w przypadku niezawinionego przez wytwórcę uchybienia tychże terminów, przewidywane przez ustawę OZE konsekwencje mogą być zbyt surowe. Tym samym, w odniesieniu do wytwórców, którzy ponieśli wysokie koszty inwestycji i spełnili wszystkie warunki (poza zachowaniem wskazanych terminów ustawowych) do tego, aby otrzymywać wsparcie OZE, proponuje się przepis wprowadzający przesłanki uzasadniające wyjątkowe traktowanie tego typu przypadków i umożliwiający kwalifikowanie pierwszej sprzedaży energii elektrycznej albo jej wytworzenie, po ustaniu skutków niezawinionych przez wytwórcę wydarzeń, jako dokonanej w terminie ustawowym. Proponowany przepis daje jednocześnie większą elastyczność Prezesowi URE w rozpatrywaniu indywidualnych przypadków w omawianym zakresie.

Umożliwienie wytwórcom OZE w instalacjach o mocy poniżej 500 kW wyboru sprzedaży energii do sprzedawcy zobowiązanego lub do dowolnego podmiotu w ramach systemu aukcyjnego

Obecne przepisy ustawy OZE zakładają, że wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu aukcyjnego mogą sprzedawać energię elektryczną wyłącznie do sprzedawcy zobowiązanego i obejmuje to całą wytworzoną w danym miesiącu ilość energii elektrycznej aż do wyczerpania ilości energii elektrycznej wynikającej z oferty aukcyjnej w ramach okresu trzyletniego. Takie rozwiązanie nie pozwala na wybór rozwiązania bardziej elastycznego i swobodnego decydowania przez wytwórcę jak zrealizować ofertę aukcyjną.

Należy jednocześnie zaznaczyć, że odmienne regulacje stosuje się wobec wytwórcy w ramach systemu aukcyjnego posiadającego instalację odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW oraz wytwórcy w ramach systemów FIT/FIP, o których mowa w art. 70a–70f ustawy OZE. W ocenie ustawodawcy regulacje pozwalające na wybór podmiotu, któremu zostanie sprzedana energia elektryczna powinny być analogicznie stosowane również w stosunku do wytwórców posiadających instalacje odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, sprzedających energię elektryczną w ramach systemu aukcyjnego.

Proponowana możliwość dokonywania przez wytwórcę w instalacji OZE o mocy do 500 kW wyboru sprzedaży energii do sprzedawcy zobowiązanego albo do dowolnego podmiotu (w tym drugim przypadku wraz z prawem do rozliczania ujemnego salda) będzie korzystna dla wytwórców, którym umożliwi to zdobywanie doświadczenia przez uczestniczenie w konkurencyjnym rynku sprzedaży energii.

Przedmiotowe przepisy zostały zaadresowane w art. 79 ust. 3 pkt 4, ust. 10, 11, 11a i 12, art. 82 ust. 1a, art. 83 ust. 1a, art. 92 ust. 1a, 5 i 11, art. 93 ust. 2, 9 i 12 oraz art. 94 ust. 1.

Doprecyzowanie przepisów określających terminy składania wniosków o dopuszczenie do aukcji

Kolejna zmiana zaproponowana w projekcie ustawy z inicjatywy Prezesa URE dotyczy art. 76 ustawy obejmującego tematykę wydawania zaświadczeń przez Prezesa URE o dopuszczeniu do aukcji. Proponowana regulacja jest podyktowana ogromną liczbą napływających wniosków o wydanie zaświadczeń o dopuszczeniu do udziału w aukcji, tuż przed terminem jej przeprowadzenia. Z doświadczeń Prezesa URE wynika, że przedsiębiorcy

w wielu przypadkach, mimo dysponowania stosownymi warunkami przyłączenia oraz prawomocnym pozwoleniem na budowę wydanym dla projektowanej instalacji odnawialnego źródła energii, nie składają wniosków o wydanie zaświadczenia, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, z wyprzedzeniem, podejmując decyzję w tym zakresie tuż przed samą aukcją.

Tego rodzaju działania powodują istotne spiętrzenie rozpatrywanych wniosków, w konsekwencji podwyższając ryzyko dopuszczenia do aukcji podmiotu niespełniającego wymagań formalnych. Mając na uwadze fakt, że zgodnie z art. 75 ust. 1 ustawy, Prezes URE wydaje zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji lub odmawia jego wydania w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku o wydanie tego zaświadczenia, wprowadzenie ograniczenia, o którym mowa w zaproponowanym przepisie, jest uzasadnione.

Rezygnacja z delegacji do określenia przez Radę Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw klimatu, kolejności przeprowadzania aukcji

Doświadczenia systemu aukcyjnego wskazują, że przedmiotowa norma jest nadmiarowa i zbędna. Zgodnie bowiem z art. 77a ustawy OZE, przed ogłoszeniem aukcji Prezes URE przekazuje ministrowi właściwemu do spraw klimatu projekt harmonogramu przeprowadzenia aukcji w danym roku kalendarzowym, obejmujący planowane terminy przeprowadzenia aukcji oraz ilości i wartości oferowanej energii w poszczególnych aukcjach. Następnie Prezes URE uzgadnia z ministrem właściwym do spraw klimatu harmonogram, o którym mowa w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia jego przekazania. Z kolei, w przypadku nieprzedstawienia przez ministra właściwego do spraw klimatu uwag do projektu harmonogramu w terminie, o którym mowa w ust. 2, uznaje się projekt harmonogramu za uzgodniony. Dodatkowo należy wskazać, że w obliczu planowanej ewolucji systemu aukcyjnego (wdrożenia aukcji dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego) przedmiotowa delegacja może wprowadzać niepotrzebne trudności i chaos.

W tym stanie rzeczy jest zasadne uchylenie przepisu ustanawiającego delegację do wydania rozporządzenia określającego kolejność przeprowadzania aukcji.

Uporządkowanie przepisów w zakresie uprawnień kontrolnych Prezesa URE

Projekt ustawy dokonuje również zmian w zakresie uprawnień Prezesa URE do przeprowadzania kontroli zgodności ze stanem faktycznym przekazywanych informacji oraz składanych oświadczeń przez poszczególnych wytwórców objętych mechanizmami wsparcia oferowanymi w ramach ustawy. Art. 87 i art. 88 ustawy uzupełniono o oświadczenie składane przez wytwórcę energii elektrycznej z OZE, o którym mowa w art. 72a ust. 2, które

w dotychczasowych przepisach ustawy zostały pominięte, stanowiąc niespójność z art. 84 ustawy. Dodatkowo, z uwagi na projektowane przepisy dotyczące wsparcia operacyjnego, art. 84, art. 87 i art. 88 ustawy uzupełniono o oświadczenia z art. 70h ust. 3 pkt 6 oraz art. 83h ust. 3 pkt 6.

Wprowadzono również zmianę w art. 100 ust. 2 skreślając wyrazy „oraz Prezesowi URE" we wprowadzeniu do wyliczenia. Zmiana ma na celu zmniejszenie obciążeń administracyjnych po stronie OSD. Dotychczas OSD miało obowiązek przesyłania zestawień na podstawie prognoz zużycia energii elektrycznej oraz zestawień na postawie rzeczywistych wskazań liczników, zarówno operatorowi systemu przesyłowego, jak i Prezesowi URE. W przypadku „dużych" operatorów zmiana istotnie wpłynie na zmniejszenie kosztów operacyjnych będących podstawą kalkulacji taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE.

Zmiany w rozdziale 6 dotyczącym informacji statystycznej w zakresie energii ze źródeł odnawialnych

Uchylane art. 126 i art. 127 wdrożyły przepisy nieobowiązującej już dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 2009 r. str. 16, z późn. zm.) nakładającej na państwa członkowskie obowiązki sprawozdawcze w zakresie krajowych planów działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Pierwszy Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych został przyjęty w 2010 r. i określał działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych do 2020 r. Obecnie podstawą prawną dla kontynuacji działań sprawozdawczych państw członkowskich dotyczących informacji statycznej w zakresie energii ze źródeł odnawialnych jest rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu.

Na tej podstawie państwa członkowskie UE zostały obowiązane do przedłożenia Komisji Europejskiej zintegrowanych krajowych planów na rzecz energii i klimatu (tzw. KPEIK), a także do ich okresowej aktualizacji i opracowania sprawozdań. W związku z tym, jest konieczne uchylenie art. 126 i art. 127, które określały obowiązki do 2020 r., oraz ustanowienie przepisów wskazujących na KPEIK jako źródło dla określenia krajowego celu w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto. Jednocześnie, w celu zapewnienia realizacji działań sprawozdawczych wynikających z ww. przepisów UE wprowadza się art. 127a i art. 127b.

Zmiany w przyznawaniu wsparcia dla energii elektrycznej z biomasy

Ponadto, w celu implementacji przepisów art. 29 REDII, projektodawca określa, że do celów wyliczania udziału energii ze źródeł odnawialnych, energia elektryczna z biomasy jest zaliczana tylko wtedy, gdy biomasa ta spełnia określone warunki, tj. wymienione w art. 129 ust. 4 ustawy OZE:

1) jest ona wytwarzana w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej mniejszej niż 50 MW;
2) w przypadku instalacji o całkowitej nominalnej mocy cieplnej od 50 MW do 100 MW – jest ona wytwarzana przy zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji lub – w przypadku instalacji wyłącznie elektrycznych – przy osiągnięciu poziomu sprawności energetycznej powiązanego z najlepszymi dostępnymi technikami;
3) w przypadku instalacji o całkowitej nominalnej mocy cieplnej większej niż 100 MW – jest ona wytwarzana przy zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji lub – w przypadku instalacji wyłącznie elektrycznych – przy osiągnięciu poziomu sprawności elektrycznej netto wynoszącego co najmniej 36 %;
4) jest ona wytwarzana z zastosowaniem wychwytywania i składowania CO_2 z biomasy.

Powyższe rozwiązanie oznacza, że zgodnie z przepisami REDII, nie jest możliwe przyznawanie wsparcia dla wskazanej w przepisie energii elektrycznej z biomasy. Z tego też powodu, w ocenie projektodawcy, wprowadzenie ww. przepisu jest konieczne. Stosowne zmiany zostały także dodane w art. 71 oraz art. 75 ustawy OZE, precyzując na etapie odpowiednio składania do Prezesa URE deklarację o przystąpieniu do aukcji oraz procedury oceny formalnej przygotowania do wytwarzania energii elektrycznej w ramach aukcji (tzw. prekwalifikacji do aukcji).

Zmiana brzmienia art. 135 ustawy OZE

Nowe brzmienie przepisu art. 135 ustawy ma charakter porządkowy i służy logicznemu powiązaniu definicji energii zawartej w tym przepisie z definicją zawartą w art. 2 pkt 22 ustawy OZE, w którym dokonano objaśnienia pojęcia energii ze źródeł odnawialnych nie tylko dla całej ustawy, lecz również dla całego systemu prawnego obowiązującego w Polsce.

Aktualizacja przepisu art. 136 ust. 4 ustawy w sprawie zasad wydawania certyfikatu instalatora odnawialnych źródeł energii.

Aktualizacja została przygotowana w oparciu o doświadczenia zebrane w procesie wydawania certyfikatów instalatorów OZE oraz prac Komitetu Odwoławczego działającego przy Prezesie Urzędu Dozoru Technicznego (UDT) na podstawie art. 154 ustawy OZE. Ograniczenie uproszczonej certyfikacji osób mogących nie spełniać kryteriów aktualnej wiedzy w danej dziedzinie, ze względu na długi okres między uzyskaniem dyplomu studiów a wnioskiem o status instalatora OZE, powinno być dopuszczalne, ale pod warunkiem, że nie będzie mieć ono postaci sztywnego terminu (daty), lecz będzie zrelatywizowane do czasu, jaki upłynął od momentu uzyskania tego dyplomu do chwili złożenia wniosku o certyfikat. Jednocześnie, podobnie jak w przypadku instalatora OZE, który ubiega się o przedłużenie ważności certyfikatu, dopuszcza się możliwość uzyskania certyfikatu w procedurze uproszczonej po 5 latach od uzyskania dyplomu zawodowego lub wyższej uczelni, pod warunkiem odbycia szkolenia przypominającego.

Dostosowanie przepisu art. 155 ust. 4 do wyroku TSUE C-545/17 Pawlak

Nowe brzmienie przepisu wynika z konieczności zapewnienia równego traktowania operatorów pocztowych świadczących pocztowe usługi powszechne w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej bez względu na ich przynależność państwową, co było przedmiotem rozstrzygnięcia Trybunału Sprawiedliwości UE w wyżej wymienionej sprawie. Analogiczne rozwiązania zostały już wprowadzone, między innymi, do Kodeksu postępowania cywilnego oraz kilku rozporządzeń Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi.

Uzupełnienie przepisu art. 156 ustawy OZE

Komitet Odwoławczy przy Prezesie UDT, na podstawie art. 155 ustawy OZE, rozpatruje odwołania instalatorów OZE od decyzji Prezesa UDT w przypadku: odmowy wydania certyfikatu, cofnięcia certyfikatu, odmowy przedłużenia ważności certyfikatu, odmowy udzielenia akredytacji albo cofnięcia akredytacji. Komitet Odwoławczy, na podstawie art. 156, może stwierdzić zasadność odwołania i przekazać sprawę Prezesowi UDT do ponownego rozpoznania albo oddalić odwołanie. Uzupełnienie przepisu art. 156 o ustęp trzeci ma na celu dookreślenie ścieżki odwoławczej od decyzji Prezesa UDT po ponownym rozpoznaniu przez niego sprawy na podstawie art. 156 ust. 1 pkt 1 ustawy OZE.

Przepisy dotyczące kar pieniężnych

Dodano również art. 170 ust. i 2a ustawy OZE, z którego wynika, że jeśli Prezes URE nie możne ustalić przychodu za rok kalendarzowy poprzedzający rok nałożenia kary pieniężnej lub dokonanie tych ustaleń jest znacząco utrudnione, Prezes URE, nakładając karę pieniężną,

uwzględnia ostatni ustalony przychód wynikający z prowadzonej działalności koncesjonowanej albo działalności wykonywanej na podstawie wpisu do rejestru działalności regulowanej osiągnięty przez ten podmiot.

W art. 170 ust. 4 pkt 2 ustawy OZE przewidziano karę pieniężną w wysokości 1 000 zł m.in. za wytwarzanie biogazu na potrzeby biometanu lub wytwarzanie biometanu z biogazu bez wpisu do rejestru wytwórców biogazu lub niezgodnie z treścią tego wpisu (art. 168 pkt 14a ustawy OZE) oraz za nieprzekazywanie w terminie Prezesowi URE informacji lub przekazywanie nieprawdziwych informacji (art. 168 pkt 16a ustawy).

Przepisem art. 170 ust. 7 ustawy OZE zwiększono karę pieniężną za popełnienie deliktu administracyjnego, o którym mowa w art. 168 pkt 25 (nieprzekazanie informacji lub oświadczenia przez odbiorcę przemysłowego), z 1 000 zł do 10 000 zł. Celem modyfikacji jest zwiększenie dyscypliny przekazywania informacji przez podmioty zobowiązane.

Doprecyzowanie sposobu wyznaczania wysokości kary w związku ze sprzedażą energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości energii określonej w ofercie

Z uwagi na zaobserwowane wątpliwości interpretacyjne stosowania przepisów ustawy OZE dotyczących wyznaczania wysokości kary w związku ze sprzedażą energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości energii określonej w ofercie w danym okresie rozliczeniowym, proponuje się doprecyzowanie wzoru wskazanego w art. 170 ust. 6 ustawy OZE.

W opinii projektodawcy, zmienna „Cs” występująca we wzorze określonym w art. 170 ust. 6 ustawy OZE powinna być rozumiana jako cena skorygowana wyrażona w zł/MWh, stanowiąca cenę zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 92 ust. 1 ustawy OZE, lub podstawę wypłaty ujemnego salda obliczonego zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3 tej ustawy.

Jednocześnie do obliczania kary jest konieczne uwzględnienie waloryzacji tej ceny średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego. Powyższy mechanizm wydaje się właściwy i poprawny z punktu widzenia adekwatności ustalonej kary względem faktycznego poziomu korzyści uzyskiwanych z mechanizmu wsparcia (jeżeli cena ofertowa została skorygowana w dół w wyniku otrzymania przez beneficjenta pomocy inwestycyjnej to nadmiarowym byłoby nie uwzględnianie tego faktu w trakcie obliczania kary za brak realizacji obowiązku wolumenowego). Identyczna

zasada winna mieć miejsce w przypadku, gdy po kilku/kilkunastoletnim okresie, wsparcie jest rozliczane po cenie zwaloryzowanej – zupełnie innej (zwykle istotnie wyższej) od ceny ofertowej, co oznacza, że wówczas kara za brak realizacji obowiązku powinna być proporcjonalnie wyższa.

Trzeba ponadto podkreślić, że brak uwzględniania korekty lub waloryzacji przedmiotowej ceny spowodowałby utratę funkcji prewencyjnej środka wskazanego w art. 170 ust. 6 ustawy OZE. Należy bowiem pamiętać, że mechanizm aukcyjny funkcjonuje w oparciu o finansowanie ze środków publicznych, w związku z czym ich dysponowanie musi podlegać określonym regułom i relacjom, w szczególności w przypadku braku realizacji podjętych zobowiązań. Szczególnego znaczenia nabrało to w aktualnej, nadzwyczajnej sytuacji inflacyjnej.

Inne zmiany dotyczące kar pieniężnych

Projekt przewiduje zwiększenie kary pieniężnej za popełnienie deliktu administracyjnego za nieprzekazanie informacji lub oświadczenia przez odbiorcę przemysłowego, o którym mowa w art. 168 pkt 25 ustawy – z 1 000 zł do 10 000 zł. Celem modyfikacji jest zwiększenie dyscypliny przekazywania informacji przez podmioty zobowiązane.

Z drugiej strony, dokonano zmian w kierunku złagodzenia odpowiedzialności za nieprzestrzeganie obowiązku odbioru biogazu lub biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 118 ustawy. Jeżeli kara pieniężna jest związana z działalnością gospodarczą wykonywaną na podstawie koncesji albo wpisu do rejestru działalności regulowanej, wysokość kary za to naruszenie nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy. Tym samym obniżono dolną granicę kary usuwając jej minimalny wymiar 1%. W przypadku bowiem dużego operatora minimalna kara w wysokości 1% przychodu jest niewspółmiernie wysoka w stosunku do szkód, jakie mogą być związane z niewielkim naruszeniem obowiązku.

Inną korzystną zmianą jest modyfikacja art. 174 ust. 2 ustawy dopuszczająca możliwość odstąpienia od wymierzenia kary nawet w przypadku, gdy podmiot zaprzestał naruszenia prawa lub zrealizował obowiązek po tym, jak organ powziął o tym naruszeniu wiadomość. Przepis ten w dotychczasowym brzmieniu zawężał możliwość stosowania odstąpienia od wymierzenia kary, w szczególności wobec obligatoryjnej przesłanki zaprzestania naruszania prawa lub zrealizowania obowiązku, do momentu powzięcia o tym fakcie wiadomości przez Prezesa

URE. Zmieniony przepis odpowiada analogicznej regulacji zawartej w art. 56 ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne.

Zmiana i utrzymanie w mocy art. 184h ustawy

Z uwagi na zmianę art. 62, istnieje konieczność dostosowania brzmienia przepisów dotyczących długoletniej perspektywy ogłaszania rozporządzenia dotyczącego maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji (art. 184h ustawy), w tym odpowiednich przepisów utrzymujących w mocy wydane rozporządzenie.

Celem wydania rozporządzenia jest określenie ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które będą mogły zostać zakontraktowane w ramach aukcyjnego systemu wsparcia w nowych oraz zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii w następujących po sobie latach kalendarzowych w perspektywie 2027 r.

Ma stanowić ono fundament przez zaprojektowanie odpowiednich poziomów energii przeznaczonej do sprzedaży w ramach aukcji zarówno w przypadku instalacji nowych, jak i w odniesieniu do instalacji zmodernizowanych, celem utrzymania istniejących w systemie elektroenergetycznym mocy.

Warto w tym miejscu jednocześnie podkreślić, że rozwiązanie proponowane w przedmiotowym projekcie jest oparte o konstrukcję istniejącego systemu wsparcia, dlatego też mimo że modernizowane instalacje niektórych technologii będę rywalizować w jednym koszyku aukcyjnym jedynie pomiędzy sobą, będąc przy tym korygowane odpowiednim współczynnikiem, konkurencyjność systemu zostanie zachowana. Co więcej, w tym przypadku połączenia instalacji hydroenergetycznych z technologiami paliwowo-zależnymi (jak np. biogaz, biomasa), mogłoby to faworyzować lub dyskryminować jedną z nich i dawać stałą przewagę konkurencyjną w rywalizacji aukcyjnej.

Zmiana brzmienia art. 217 ustawy

Dla potrzeb właściwej implementacji przepisów art. 6 ust. 4 d REDII, jest niezbędna zmiana przepisu zobowiązującego Radę Ministrów do przygotowania przeglądu funkcjonowania mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz wytwarzanie biogazu rolniczego w instalacjach odnawialnego źródła energii. W tym celu, w art. 217 ustawy, wydłużono okres dokonywania przeglądu z 3 do 5 lat. Ponadto zawarto wymaganie, aby przegląd obejmował skutki dystrybucyjne, rozumiane jako ich wpływ na poszczególne sektory gospodarki, różne

grupy odbiorców (konsumentów) i wytwórców energii, oraz ewentualne inne skutki mające wpływ na przedsiębiorstwa energetyczne, inwestycje funkcjonujące lub planowane albo też inne podmioty w łańcuchu dostaw energii.

Zmiany w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne

Dokumenty strategiczne: PEP2040 i KPEiK

Projekt ustawy wprowadza zmiany do ustawy – Prawo energetyczne przez dodanie ust. 2 w art. 15a oraz dodanie art. 15ab. Dodanie ust. 2 w art. 15a służy wyraźnemu przesądzeniu, że Rada Ministrów przyjmuje politykę energetyczna państwa w drodze uchwały, co stanowi ujęcie w przepisie ustawowym dotychczasowej praktyki i pozwoli uniknąć wszelkich wątpliwości w tym zakresie. Ponadto, skróceniu ulegnie procedura publikacji polityki energetycznej państwa, która po wprowadzonej zmianie będzie następowała w sposób przyjęty dla innych dokumentów strategicznych i programowych, tj. przez bezpośrednie przekazanie po przyjęciu przez Radę Ministrów do publikacji przez Rządowe Centrum Legislacji, z pominięciem dodatkowego wniosku ministra właściwego do spraw energii, tj. dotychczas obowiązującej formy obwieszczenia ministra.

Zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu państwa członkowskie Unii Europejskiej są obowiązane do przedłożenia Komisji Europejskiej zintegrowanych krajowych planów na rzecz energii i klimatu, a także do ich okresowej aktualizacji i opracowania sprawozdań. Wprowadzany do ustawy – Prawo energetyczne, art. 15ab, ma na celu uregulowanie kwestii związanych z wypełnianiem ww. obowiązków, tj. wskazanie podmiotu odpowiedzialnego za opracowanie i aktualizację zintegrowanego krajowego planu na rzecz energii i klimatu, jego projektu oraz sprawozdawczość.

Korekty legislacyjne regulacji związanych z ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 2376, z późn. zm.)

W projekcie dokonano korekt zidentyfikowanych usterek o charakterze legislacyjnych w przedmiotowej ustawie, które obejmują poprawienie odesłań oraz niewłaściwie zaprojektowanych zmian w przepisach oczekujących. W tym celu projekt wprowadza odpowiednie zmiany w:

1) art. 11y ust. 1 pkt 8, art. 11zb ust. 6 oraz art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne;

2) art. 5 pkt 2 ustawy z dnia 21 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 2376, z późn. zm.);
3) art. 7 pkt 2 ustawy z dnia 20 maja 2021 r. zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093, z późn. zm.).

Zgodność z Krajowym Planem Odbudowy i Zwiększania Odporności

Projekt ustawy realizuje Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO) w ramach reformy B2.2. „Poprawa warunków dla rozwoju odnawialnych źródeł energii" w zakresie kamienia milowego – B22G „Wejście w życie nowelizacji ram prawnych dla wspólnot odnawialnych źródeł energii i biometanu: nowelizacja ustawy o OZE, nowelizacja przepisów dotyczących rynku energii, i wejście w życie rozporządzenia do ustawy o OZE". Wskazany kamień milowy jest realizowany przedmiotowym projektem ustawy w sposób częściowy. Wprowadzane rozwiązania wychodzą naprzeciw wymaganiom znajdującym się w opisie ww. kamienia milowego, przez zmianę zasad funkcjonowania klastrów energii (lepsze warunki do powoływania takich podmiotów, wprowadzenie zasad, definicji lub pojęć dotyczących zakresu, umów, przedmiotu działania klastra energii, rejestru klastra energii czy współpracy poszczególnych członków z operatorami systemów) oraz wprowadzenie przepisów regulujących zasady prowadzenia działalności gospodarczej w sektorze biometanu.

Tym samym, w opinii Ministerstwa Klimatu i Środowiska, wprowadzane przepisy są wyczerpujące, aby zminimalizować ryzyko ewentualnych wątpliwości formułowanych przez Komisję Europejską na etapie ich weryfikacji.

Przepisy o wejściu w życie projektowanej ustawy

Planuje się, że ustawa wejdzie w życie w pierwszym dniu miesiąca następującego po upływie miesiąca od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem przepisów, które powinny wejść w życie z uwzględnieniem odpowiedniego, dłuższego *vacatio legis*.

Wpływ projektowanej ustawy na działalność mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców

Z uwagi na przedmiot regulacji, ustawa będzie w mniejszym stopniu wpływać na mikroprzedsiębiorców, a w większym na działalność małych i średnich przedsiębiorców. Przewidywany wpływ został opisany w Ocenie Skutków Regulacji.

Notyfikacja

Projekt ustawy nie zawiera przepisów technicznych w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597) i w związku z tym nie podlega w tym zakresie notyfikacji Komisji Europejskiej.

Projektowana regulacja wymaga notyfikacji Komisji Europejskiej w trybie ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Zgodność z prawem Unii Europejskiej

Projekt ustawy w ocenie projektodawców nie jest sprzeczny z przepisami Unii Europejskiej.

Nazwa projektu Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** Ireneusz Zyska – Sekretarz Stanu, Ministerstwo Klimatu i Środowiska Anna Łukaszewska-Trzeciakowska – Podsekretarz Stanu, Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoby do kontaktu** W zakresie obszaru ciepłownictwo: Grzegorz Tobolczyk– Dyrektor Departamentu Ciepłownictwa, e-mail: grzegorz.tobolczyk@klimat.gov.pl W pozostałym zakresie: - Marcin Ścigan – Dyrektor Departamentu Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: Marcin.Scigan@klimat.gov.pl, - Michał Łęski – Naczelnik Wydziału Regulacji i Mechanizmów Wsparcia Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: michal.leski@klimat.gov.pl, - Łukasz Zdzieszyński – starszy specjalista, Wydział Regulacji i Mechanizmów Wsparcia Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: lukasz.zdzieszynski@klimat.gov.pl.	**Data sporządzenia** 12.04.2023 r. **Źródło** Inicjatywa własna Częściowe wdrożenie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych **Nr w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów** UC99

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

W projekcie ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, zwanym dalej „projektem ustawy", są dokonywane zmiany w ramach wielu obszarów dotyczących odnawialnych źródeł energii, których wspólnym celem jest zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w krajowym zużyciu energii brutto, a także szeroko pojęty rozwój sektora energii zgodny z ambicjami redukcji emisyjności gospodarki i spełniania zobowiązań międzynarodowych.

Projekt ma w szczególności na celu transpozycję dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, z późn. zm.), zwanej dalej „RED II", „dyrektywą RED II" lub „dyrektywą 2018/2001".

Regulacje, które mają być zawarte w nowelizacji, dotyczą następujących obszarów:

I. Biometan
II. Klastry energii
III. Transpozycja RED II w następujących obszarach:
    1. Ciepłownictwo i chłodnictwo (art. 23–24 RED II)
    2. Gwarancje pochodzenia (art. 19 RED II)
    3. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE (art. 16 RED II)
    4. Procedury administracyjne (art. 15–16 RED II)
    5. Pozostałe przepisy RED II wymagające wdrożenia
IV. Modernizacja instalacji odnawialnych źródeł energii (zwanych dalej „OZE")
V. Wsparcie operacyjne dla instalacji OZE, którym upływa 15-letni system wsparcia
VI. Hybrydowe instalacje OZE
VII. Pozostałe regulacje

Projekt, w zakresie rozwiązań dot. biometanu oraz klastrów energii, stanowi kamień milowy wskazany w Krajowym Planie Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO) w ramach reformy B2.2. „Poprawa warunków dla rozwoju odnawialnych źródeł energii" w zakresie kamienia milowego – B22G „Wejście w życie nowelizacji ram prawnych dla wspólnot odnawialnych źródeł energii i biometanu: nowelizacja ustawy o OZE, nowelizacja przepisów dotyczących rynku energii, i wejście w życie rozporządzenia do ustawy o OZE".

I. Biometan

Projektując regulacje w ww. zakresie OZE wzięto pod uwagę zobowiązanie Polski do zwiększania udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto, wynikające z konieczności osiągnięcia celów klimatycznych. Wymaga to podjęcia działań umożliwiających znaczący wzrost dotychczasowego udziału OZE. Rozwój sektora biometanu w tym kontekście spełnia jeszcze jedną, dodatkową i szczególną rolę, jaką jest stworzenie warunków, które pozwolą w perspektywie roku 2030 zrealizować działania wynikające z założeń zawartych w Komunikacie Komisji Europejskiej do Parlamentu

Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Europejski Zielony Ład (Bruksela, dnia 11.12.2019 r., COM(2019) 640 final). Z zapowiedzi przedstawicieli KE wynika, że w ramach procesu dochodzenia do neutralności klimatycznej w 2050 r. należy rozważyć podjęcie intensywniejszych działań już na najbliższą dekadę w zakresie obniżenia emisji CO_2 oraz zwiększania udziału energii ze źródeł odnawialnych.

W związku z powyższym, jest niezbędne przyjęcie regulacji, które będą w sposób efektywny zachęcać inwestorów do podejmowania decyzji w zakresie budowy instalacji do wytwarzania i oczyszczania biogazu lub biogazu rolniczego, wytwarzania biometanu, rozbudowy oraz przebudowy istniejących sieci gazowych pod kątem umożliwienia zatłaczania biometanu. Jak wskazano wyżej, stworzenie optymalnych regulacji prawnych, które będą stymulować stabilny rozwój tego sektora energetyki odnawialnej w horyzoncie długoterminowym jest niezmiernie istotne dla możliwości realizacji zobowiązań międzynarodowych w zakresie energetyki odnawialnej.

Jak wskazują różne źródła, potencjał wytwarzania biogazu/biometanu w oparciu o krajowe surowce jest relatywnie duży. Przykładowo, potencjał energetyczny samego sektora rolno-spożywczego w zakresie produkcji biogazu rolniczego szacuje się na ponad 7,8 mld m^3 rocznie („Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030"), pomijając ograniczenia w zakresie możliwości zatłoczenia i dystrybucji do odbiorcy przyłączonego do sieci gazowej. Z kolei, według szacunków spółki PGNiG S.A., krajowy potencjał wytwarzania biometanu wynosi ok. 7 mld m^3.

Istniejące regulacje prawne w zakresie wsparcia OZE nie odpowiadają faktycznym potrzebom w dziedzinie funkcjonowania instalacji wytwarzania biometanu, przez co, w praktyce, nie stymulują rozwoju tych projektów. W efekcie, mimo że zgodnie z obowiązującym stanem prawnym, od kilku lat jest możliwe wprowadzanie oczyszczonego biogazu rolniczego do sieci gazowych dystrybucyjnych, do dziś żadna tego rodzaju instalacja nie rozpoczęła działalności w kraju.

Powody zaistniałej sytuacji zostały zdiagnozowane, m.in. w ramach analiz prowadzonych przez właściwe ministerstwa, i należą do nich m.in.:

1) ograniczenia o charakterze prawnym, w szczególności braki w zakresie: definicji biometanu, reguł prawnych dotyczących prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu oraz określenia wymogów (w tym dotyczących parametrów jakościowych) dla nowego rodzaju paliwa gazowego. Ponadto, obecne przepisy są ograniczone jedynie do możliwości zatłaczania biogazu rolniczego wyłącznie do sieci dystrybucyjnej gazowej;
2) bariery techniczne związane z możliwością realizacji przyłączeń do sieci gazowej. Wynikają one przede wszystkim ze zdiagnozowanych ograniczonych możliwości w zakresie przyjmowania biometanu do sieci dystrybucyjnych (sieci średniego ciśnienia) z uwagi na niewystarczający poziom chłonności tych stref dystrybucji gazu ziemnego w porównaniu z potencjalną ilością biometanu wprowadzanego do sieci gazowej;
3) ograniczenia finansowe, w szczególności związane z brakiem dedykowanego programu wsparcia uwzględniającego specyfikę wytwarzania biometanu.

Wskazane powyżej ograniczenia oraz bariery wprowadzają istotny poziom niestabilności dla tego rodzaju inwestycji. Tymczasem proces inwestycyjny w zakresie budowy i eksploatacji instalacji do wytwarzania biometanu, które z racji lokalizacji surowców do produkcji są instalacjami rozproszonymi, wymaga zaangażowania ze strony inwestorów znacznych nakładów finansowych, nie tylko na etapie budowy samej instalacji, ale przede wszystkim w trakcie jej funkcjonowania. Wynika to z potrzeby zapewnienia stabilnych dostaw substratów do produkcji biogazu lub biogazu rolniczego, z którego wytwarzany jest następnie biometan.

Opracowania branżowe oraz doświadczenie krajów, w których branża biometanu rozwija się aktualnie najszybciej, wyraźnie wskazują, że rozwój tego sektora przynosi szereg korzyści w wielu obszarach gospodarki. Przede wszystkim, biometan efektywnie zmniejsza emisję CO_2, co pozwala, w zależności od kierunku końcowego zastosowania tego paliwa gazowego, redukować emisje w takich sektorach gospodarki jak: transport, ciepłownictwo czy elektroenergetyka. Ponadto wpływa na zwiększenie realizacji celów w zakresie udziału odnawialnej energii zgodnie z wymogami Unii Europejskiej. Należy mieć na uwadze, że skala redukcji emisji gazów cieplarnianych wynikająca ze stosowania biometanu zależy od rodzaju użytego surowca oraz technologii pozyskania i logistyki.

Zgodnie z analizami przeprowadzonymi przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy biometan dysponuje potencjałem redukcji liczonym zgodnie z przepisami załącznika IV do dyrektywy RED II od 17% do 202%. Poziom redukcji jest uzależniony od rodzaju surowca do produkcji (najkorzystniejsze jest stosowanie surowców odpadowych oraz obornika) oraz odpowiedniej technologii produkcji (np. stosowanie zamkniętego zbiornika na poferment z dopalaniem gazów odlotowych czy też wykorzystanie pofermentu jako nawozu).

Rozwój sektora produkcji biometanu oznacza potrzebę wybudowania licznych i rozproszonych terytorialnie zakładów, wpływając na decentralizację dostaw gazu, stabilizując system i powodując zmniejszenie uzależnienia od importu tego surowca. Jest to szczególnie istotne biorąc pod uwagę, że zgodnie z Polityką energetyczną Polski do 2040 r., krajowe zużycie paliw gazowych będzie systematycznie wzrastać, przekraczając 18 mld m^3. Jednocześnie wydobycie gazu ziemnego na poziomie ok. 4 mld m^3 pokrywa obecnie zaledwie 22% zapotrzebowania na to paliwo. Postępujący wzrost konsumpcji gazu ziemnego spowodowany jest między innymi stale zwiększającym się poziomem wykorzystania tego

surowca na potrzeby działania systemu elektroenergetycznego, popytu ze strony sektora transportu oraz w wyniku postępującej gazyfikacji kraju.

Biorąc pod uwagę powyższe, istotnym elementem przyszłości oraz bezpieczeństwa państwa jest optymalne wykorzystanie lokalnego potencjału wytwarzania biometanu. Biometan wytwarzany z surowców pozyskiwanych w najbliższej okolicy i wprowadzany do sieci gazowej może być w przyszłości istotnym elementem dywersyfikacji dostaw paliw gazowych na krajowy rynek, zmniejszając krajowe uzależnienie od importu nośników energii.

Wykorzystywanie biometanu jest również istotne w kontekście odchodzenia od składowania, na rzecz prowadzenia gospodarki o obiegu zamkniętym („circular economy"), tj. pełnego odzyskiwania energii oraz surowców w celu wielokrotnego ich wykorzystywania. Pozwoli to efektywnie zmniejszyć uciążliwości środowiskowe, a także koszty zagospodarowania bioodpadów i pozostałości komunalnych, rolniczych, z gospodarstw domowych oraz pochodzących z różnych gałęzi przemysłu spożywczego.

Dodatkowo, wytwarzanie biometanu aktywizuje lokalną przedsiębiorczość, dając impuls do rozwoju małych i średnich przedsiębiorstw, tworzy wartość dodaną w postaci nowych miejsc pracy w całym łańcuchu wartości, w zakresie realizacji usług zewnętrznych koniecznych do funkcjonowania instalacji, np.: dostaw lokalnych surowców, handlu, budowy instalacji i produkcji komponentów i ich dostaw, usług planowania i doradztwa czy badania i rozwoju. Przyjmuje się, że do obsługi jednej instalacji potrzeba średnio co najmniej 4 osób oraz znacznie więcej na tzw. rynkach powiązanych („Biogas and Biomethane in Europe: Lessons from Denmark, Germany and Italy, IFRI, 2019"), jak również krótkoterminowo kilkakrotnie więcej na etapie realizacji rozproszonych inwestycji.

Zarówno skala niezbędnych inwestycji oraz ich lokalny charakter wskazuje potencjał rozwoju przedsiębiorczości w tym obszarze, angażujący nie tylko lokalnych przedsiębiorców, ale również duże krajowe przedsiębiorstwa (C.H. Cegielski S.A.) oraz spółki Skarbu Państwa (GK PGNiG S.A., PKN Orlen, Lotos S.A.).

II. Klastry energii

Ponadto w projekcie ustawy zaproponowano regulacje dotyczące rozwoju energetyki rozproszonej na potrzeby tworzenia klastrów energii. Zmiany proponowane w projekcie ustawy wychodzą naprzeciw oczekiwaniom lokalnych społeczności, w tym indywidualnych oraz instytucjonalnych odbiorców oraz wytwórców paliw i energii, przedsiębiorców, w szczególności małych i średnich (MŚP), jednostek samorządu terytorialnego, a także wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych – mając na celu umożliwienie szerszego niż dotychczas rozwoju klastrów energii w Polsce.

W ramach przeprowadzonych analiz zostały zdiagnozowane następujące bariery, które ograniczają możliwość oczekiwanego, dynamicznego rozwoju klastrów energii:

1) wątpliwości interpretacyjne związane z definicją klastra energii;
2) nieprecyzyjne przepisy określające zakres podmiotowy i przedmiotowy działania klastra energii;
3) brak regulacji w zakresie rejestracji klastrów energii, wskazujący na potrzebę stworzenia rejestru;
4) ograniczenia w zakresie określenia szczegółowych zasad współpracy członków klastra energii z operatorami systemów dystrybucyjnych;
5) brak mechanizmów zachęt (premiowania) dla podmiotów tworzących klaster energii oraz warunków skorzystania z takich preferencyjnych rozwiązań.

III.1. Zwiększenie roli OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie

Założenia związane z implementacją RED II

W prawie krajowym brak jest rozwiązań w pełni umożliwiających prawidłową i skuteczną implementację dyrektywy 2018/2001 w odniesieniu do regulacji dotyczących ciepłownictwa systemowego w następującym zakresie:

1) funkcjonowania mechanizmów pozwalających na realizację wyznaczonego w art. 23 ust. 1 dyrektywy 2018/2001 celu w postaci zwiększenia udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia;
2) możliwości odłączenia się odbiorcy końcowego od systemu ciepłowniczego (art. 24 ust. 2, 3 i 7 dyrektywy 2018/2001);
3) obowiązku przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii oraz obowiązku zakupu ciepła z OZE (art. 24 ust. 4 lit. b, ust. 5 i 6 dyrektywy 2018/2001);
4) obowiązku informowania odbiorców końcowych o efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego oraz udziale energii odnawialnej w danym systemie ciepłowniczym (art. 24 ust. dyrektywy 2018/2001);
5) obowiązku określenia potencjału systemów ciepłowniczych pod względem zapewnienia usługi bilansującej i innych usług systemowych (art. 24 ust. 8 dyrektywy 2018/2001);
6) możliwości publikowania wykazu środków/podmiotów zobowiązanych realizujących cel, o którym mowa w art. 23 ust. 1 dyrektywy 2018/2001 (art. 23 ust. 3 i 6, załącznik VII dyrektywy 2018/2001);
7) obowiązku wprowadzenia systemu gwarancji pochodzenia ciepła z OZE (art. 19 dyrektywy 2018/2001);
8) definicji ciepła odpadowego (art. 2 dyrektywy 2018/2001).

Brak wprowadzenia przepisów regulujących ww. kwestie będzie skutkować brakiem implementacji dyrektywy 2018/2001 w tym zakresie.

Dotychczasowe regulacje krajowe dotyczące sektora ogrzewania są dalece niewystarczające w kontekście wymogów wprowadzanych przez wyżej wskazane przepisy dyrektywy 2018/2001. Potrzeba doprecyzowania zasad funkcjonowania ciepłownictwa systemowego wynika także z istniejących luk prawnych skutkujących nieefektywnym energetycznie i ekonomicznie wykorzystaniem potencjału tego sektora krajowej energetyki. Mechanizmy rynkowe w niewystarczającym stopniu stymulują budowę instalacji wytwarzających ciepło z odnawialnych źródeł energii, co w ostatecznym rozrachunku przyczynia się do zwiększenia kosztów transformacji energetycznej krajowej gospodarki oraz grozi niewykonaniem przez Polskę celów w zakresie udziału energii z OZE określonych w dyrektywie 2018/2001.

Art. 23 dyrektywy określa, iż każde państwo członkowskie dąży do zwiększenia udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia orientacyjnie o 1,3 punktu procentowego jako roczna średnia wyliczona dla okresów 2021–2025 i 2026–2030, zaczynając od udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia osiągniętego w 2020 r. W przypadku państw członkowskich, w których nie wykorzystuje się ciepła odpadowego i chłodu odpadowego, zwiększenie udziału ograniczone jest do 1,1 punktu procentowego.

Dodatkowo, wprowadzone rozwiązania będą miały wpływ na rozwiązanie (zmniejszenie) poniżej wskazanych problemów.

Problem niskiej jakości powietrza
Jednym z poważniejszych problemów społecznych naszego kraju jest niska jakość powietrza. O ile w dużych aglomeracjach za złą jakość powietrza odpowiadają przede wszystkim emisje spalin ze starych samochodów z silnikiem diesla, to w mniejszych miejscowościach jej głównym powodem są domowe piece zasilane paliwem złej jakości. Doświadczenia samorządów pokazują, że nawet najlepsze zachęty do wymiany kotłów na gazowe i inne są bezskuteczne, ponieważ „nieekologiczne" postawy obywateli (jak np. spalanie odpadów albo spalanie paliw niskiej jakości) wynikają z ubóstwa. Dlatego systemowa walka z problemem smogu musi być ściśle skorelowana z wysiłkami władz na rzecz zapewnienia obywatelom bezpieczeństwa socjalnego, energetycznego i wreszcie zdrowotnego: wyższej jakości życia w czystym powietrzu. Odczuwalna poprawa jakości powietrza doprowadzi do wymiernych skutków w postaci zmniejszenia obciążeń służby zdrowia, które są powodowane chorobami układu krążenia oraz oddechowego milionów Polaków.

Wskazane powyżej problemy można rozwiązać przez rozwój ciepłownictwa sieciowego zasilanego ciepłem wytwarzanym w odnawialnych źródłach energii.

Nieefektywne energetycznie systemy ciepłownicze lub chłodnicze
Zgodnie z art. 7b ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (dalej „ustawa – Prawo energetyczne") przez efektywny energetycznie system ciepłowniczy lub chłodniczy rozumie się system ciepłowniczy lub chłodniczy, w którym do wytwarzania ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej w:
1) 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub
2) 50% ciepło odpadowe, lub
3) 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub
4) 50% połączenie energii i ciepła, o których mowa w pkt 1–3.

Zmiana ustawy – Prawo energetyczne daje impulsy do konwersji systemów ciepłowniczych w efektywne energetycznie systemy ciepłownicze.

Zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/842 z dnia 30 maja 2018 r. w sprawie wiążących rocznych redukcji emisji gazów cieplarnianych przez państwa członkowskie od 2021 r. do 2030 r. przyczyniających się do działań na rzecz klimatu w celu wywiązania się z zobowiązań wynikających z Porozumienia paryskiego oraz zmieniającym rozporządzenie (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 156 z 19.06.2018, str. 26) Polska jest zobowiązana do redukcji emisji gazów cieplarnianych z sektorów non-ETS do 2030 r. o 7% względem poziomu w 2005 r.

Zaproponowane w projekcie ustawy rozwiązania będą mogły wesprzeć te źródła przy realizowaniu planów inwestycyjnych.

III.2 Rozszerzenie stosowania gwarancji pochodzenia
Gwarancja pochodzenia jest dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu, że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z OZE w instalacjach odnawialnego źródła energii. Gwarancja pochodzenia określa czy dotyczy ona energii elektrycznej, gazu, w tym wodoru odnawialnego, biogazu, biogazu rolniczego lub ciepła albo chłodu wytworzonych w instalacji odnawialnego źródła energii.

Wdrożenie RED II wymaga dokonania zmian przepisów i mechanizmu funkcjonującego już na rynku polskim, które to z punktu widzenia funkcjonowania tego systemu mają charakter ewolucyjny. Gwarancje pochodzenia pozostają jednym z kluczowych elementów korporacyjnych umów na sprzedaż energii, stanowiących metodę finansowania rozwoju OZE, bez konieczności zaangażowania środków publicznych i tym samym, z zachowaniem odpowiednich proporcji, rodzaj alternatywy dla obowiązujących systemów wsparcia. Wykorzystanie gwarancji pochodzenia w tym zakresie stanowi warunek potwierdzenia wystąpienia efektu ekologicznego wynikającego z wykorzystania energii objętej taką umową.

Przewiduje się, że rozwój rynku gwarancji pochodzenia przyspieszy w przypadku przystąpienia Polski do Association of Issuing Bodies (zwane dalej „AIB"). AIB jest europejskim stowarzyszeniem zrzeszającym podmioty wydające gwarancje

pochodzenia i tym samym umożliwiającym sprawny obrót nimi z partnerami zagranicznymi. Kwestia potwierdzenia pochodzenia źródeł energii jest czynnikiem coraz częściej podnoszonym przed przedsiębiorstwa chcące korzystać tylko z czystej energii. Jest także jednym z czynników decydujących o lokalizacji inwestycji w wybranym kraju. Wobec tego, możliwość potwierdzenia pochodzenia i obrót tymi gwarancjami na rynku międzynarodowym nabiera szerszego, gospodarczego aspektu związanego z bezpośrednimi inwestycjami zagranicznymi w państwach członkowskich.

Innym wymogiem stawianym w art. 19 RED II, a jednocześnie wyzwaniem dla prawodawcy krajowego, jest uwzględnienie sytuacji, aby w przypadku gdy producent otrzymuje wsparcie finansowe z systemu wsparcia, wartość rynkowa gwarancji pochodzenia dla tej samej produkcji była należycie uwzględniana w danym systemie wsparcia.

III.3. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE (KPK OZE)

Regulacje zawarte w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą" lub „ustawą OZE", w jej dotychczasowym brzmieniu nie zapewniają możliwości pełnego wsparcia informacyjnego, którym powinien zostać objęty przyszły wytwórca odnawialnych źródeł energii. W chwili obecnej, w zależności od mocy instalacji odnawialnego źródła energii (zwanych dalej „instalacjami OZE") oraz jej rodzaju, przyszły wytwórca, aby móc rozpocząć produkcję energii elektrycznej z instalacji OZE, musi uzyskać kilka lub wszystkie z wymienionych poniżej rozstrzygnięć:

Rodzaj rozstrzygnięcia	**Organ rozstrzygający w sprawie**
Udzielenie promesy/koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej	Urząd Regulacji Energetyki
Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach	Regionalny Dyrektor Ochrony Środowiska, wójt burmistrz lub prezydent miasta
Decyzja o warunkach zabudowy	Wójt, burmistrz lub prezydent miasta
Pozwolenie na budowę	Starosta
Pozwolenie na użytkowanie	Powiatowy Inspektor Nadzoru Budowlanego

Zgodnie z powyższym, od etapu rozpoczęcia sprawy do etapu wytwarzania energii z instalacji OZE, wnioskodawca bierze udział w licznych postępowaniach, które są prowadzone przez różne organy administracyjne. Niemniej jednak, wnioskodawca nie ma możliwości uzyskania w jednym miejscu informacji, które dotyczą całości przeprowadzanego procesu.

Art. 16 RED II stanowi, iż państwa członkowskie powołują lub wyznaczają co najmniej jeden punkt kontaktowy. Punkty kontaktowe, na żądanie wnioskodawcy, udzielają wskazówek i wsparcia w trakcie przeprowadzania administracyjnej procedury składania wniosków o zezwolenie i wydawania zezwoleń. Wnioskodawca nie ma obowiązku kontaktowania się z więcej niż jednym punktem kontaktowym podczas całej procedury administracyjnej. Procedura wydawania zezwoleń obejmuje odpowiednie administracyjne zezwolenia na budowę, rozbudowę źródeł energii oraz eksploatację obiektów do celów produkcji energii ze źródeł odnawialnych i aktywów niezbędnych do ich podłączenia do sieci. Procedura wydawania zezwoleń obejmuje wszystkie procedury od potwierdzenia otrzymania wniosku do przesłania wyniku właściwej procedury. Punkt kontaktowy ma za zadanie przeprowadzić wnioskodawcę przez administracyjną procedurę składania wniosków o zezwolenie w przejrzysty sposób do momentu wydania przez odpowiedzialne organy jednej lub kilku decyzji na końcu procesu, udzielać mu wszelkich niezbędnych informacji i, w stosownych przypadkach, zapewniać udział innych organów administracyjnych. Wnioskodawcom zezwala się na składanie stosownych dokumentów również w formie cyfrowej.

Zgodnie z powyższym, zaproponowane w projekcie regulacje dotyczące KPK OZE mają na celu realizację art. 16 RED II.

III.4. Uproszczenie procedur administracyjnych

Otoczenie regulacyjne wymiernie wpływa na warunki realizacji inwestycji w odnawialne źródła energii. Jednym z najistotniejszych elementów sprawnego procesu inwestycyjnego, obok jasności i przewidywalności rozstrzygnięć administracyjnych, jest długość trwania procedur administracyjnych, która może w skrajnych przypadkach skutkować nawet wycofaniem decyzji o podjęciu decyzji o realizacji projektu. Wpływ na to mogą mieć zachodzące w międzyczasie zmiany rynkowe, zmiany regulacyjne, utrata możliwości uzyskania pomocy inwestycyjnej z programów zewnętrznych czy rozpowszechnienie bardziej nowoczesnych technologii, powodujących konieczność zmian lub większą opłacalność rozpoczęcia nowego projektu.

W zakresie procedur administracyjnych w procesie inwestycyjnym w OZE, dyrektywa RED II stawia wymogi, do których spełnienia są zobowiązane państwa członkowskie Unii Europejskiej. Zgodnie z art. 16 ust. 4 RED II łączny czas trwania procedur związanych z wydawaniem zezwoleń właściwych organów dla instalacji o mocy zainstalowanej 150 kW i wyższej nie może przekroczyć dwóch lat, a okres ten ze względu na wystąpienie nadzwyczajnych okoliczności można przedłużyć o jeden rok. Dla instalacji o mocy zainstalowanej poniżej 150 kW, okres trwania procedur to maksymalnie rok – z możliwością przedłużenia o jeden rok w szczególnie uzasadnionych przypadkach. Podobnie w przypadku rozbudowy

źródła energii, dyrektywa obliguje do zapewnienia uproszczonej i szybkiej procedury wydawania zezwoleń, odpowiednio wynoszącej rok – z możliwością przedłużenia o kolejny rok.

Z warunku skrócenia długości trwania procedur administracyjnych, a tym samym z wliczania do ich maksymalnego wymiaru, są jednak wyłączone obowiązki wynikające z prawa Unii Europejskiej w dziedzinie środowiska oraz dla odwołań sądowych, środków zaskarżenia i innych postępowań przed sądem lub trybunałem oraz alternatywnych mechanizmów rozstrzygania sporów, w tym postępowań skargowych, pozasądowych odwołań i środków zaskarżenia; terminy te mogą być przedłużone na okres trwania takich procedur.

W warunkach polskich identyfikuje się kilka rodzajów procedur administracyjnych, które w największym stopniu wpływają na czas realizacji projektów inwestycyjnych, a przez to także oddziałują na rozwój OZE. W szczególności należy wskazać tu na:

1) wymogi środowiskowe (procedura trwająca nawet do kilkunastu miesięcy);
2) wymogi zagospodarowania przestrzennego (w zależności od sytuacji: przyjętego lub nieprzyjętego studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego, dalej „studium", lub też miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, dalej „MPZP" – od kilku do kilkunastu miesięcy;
3) czas uzyskiwania warunków przyłączenia (w zależności od kwalifikacji do grup przyłączeniowych) – niekiedy powyżej 150 dni;
4) czas uzyskiwania koncesji (do 6 miesięcy);
5) czas wydania decyzji o warunkach zabudowy (ok. 3 miesiące).

W skrajnych przypadkach poszczególne elementy procesu inwestycyjnego przekraczają dopuszczalne przez RED II maksymalne okresy niezbędne do przeprowadzenia inwestycji.

Należy też zauważyć, że status niektórych z wyżej wymienionych procedur jest różny, także w rozumieniu przepisów dyrektywy RED II. W szczególności dotyczy to przepisów z obszaru ochrony środowiska, których długość trwania w art. 16 ust. 7 jest wyłączona spod wymogów RED II. Dlatego też implementacja przepisów RED II w zakresie procedur administracyjnych ma za cel ich odpowiednie dostosowanie – bez wpływania na zmniejszenie standardów ochrony środowiska i stosownych procedur umocowanych w prawie europejskim.

Podobnie odmienny status należy nadać szeroko pojętej procedurze planistycznej, która obejmuje tereny całych gmin, na których obowiązuje, wszystkich jej rodzajów aktywności oraz różnych rodzajów stref, nie tylko związanych z wytwarzaniem energii ze źródeł odnawialnych. Procedura przyjmowania dokumentów planistycznych jest zatem rodzajem procesu politycznego wymagającego konsensusu społecznego, nie jest więc indywidualną procedurą administracyjną *sensu stricte*.

III.5. Odwołanie do krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030

Zgodnie z art. 3 RED II państwa członkowskie zapewniają do 2030 r. co najmniej 32% udział energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii UE. Cel dotyczący energii ze źródeł odnawialnych obowiązujący na całym obszarze UE jest niezbędny do prowadzenia dalszych inwestycji w tym sektorze. Jednak nie zostanie on narzucony w formie celów krajowych za pośrednictwem przepisów UE. Pozostawiono państwom członkowskim swobodę w zakresie przekształcenia systemu energetycznego w sposób najlepiej dostosowany do krajowych preferencji i okoliczności. Osiągnięcie powyższego celu jest realizowane przez nowy system zarządzania oparty na Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 (dalej: „KPEiK"), dostępny na stronie: https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu. Należy podkreślić, że w perspektywie do roku 2020 r., realizacja celu odbywała się na podstawie Krajowego Planu Działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych.

IV. System wsparcia umożliwiający modernizację instalacji OZE

Obecnie obowiązują rozwiązania dedykowane modernizacji instalacji OZE w postaci definicji „modernizacji", rozumianej jako wykonanie robót polegających na odtworzeniu stanu pierwotnego lub zmianie parametrów użytkowych lub technicznych instalacji OZE. Przepisy krajowe umożliwiają przeprowadzenie modernizacji w trakcie trwania okresu wsparcia, nie powodując przy tym utraty prawa do wsparcia ani zmiany jego długości. Natomiast w przypadku, gdy modernizacja obejmie instalację OZE, która nie otrzymuje już żadnego wsparcia (w postaci świadectw pochodzenia, w systemie aukcyjnym, dopłat do ceny rynkowej albo taryfy gwarantowanej), jest możliwe wystawienie takiej instalacji do aukcji po spełnieniu określonych warunków. Tymi warunkami są: (i) odtworzenie w wyniku modernizacji stanu pierwotnego instalacji OZE lub zmiana w wyniku modernizacji parametrów użytkowych lub technicznych, jeżeli w jego rezultacie nastąpił przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej; (ii) poniesienie i udokumentowanie nakładów na modernizację takiej instalacji w wysokości nie mniej niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. Katalog kosztów kwalifikowanych ma zostać określony w rozporządzeniu ministra właściwego do spraw klimatu.

Co ważne, opisywane mechanizmy zostały wyłączone z notyfikacji programu pomocowego w postaci aukcyjnego systemu wsparcia dla wytwórców energii z odnawialnych źródeł, zatwierdzonego decyzją Komisji Europejskiej z dnia 13 grudnia

2017 r. SA.43697 (2015/N) – Polska – aukcyjny system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii i odbiorców energochłonnych i dotychczas nie uzyskały odrębnej decyzji notyfikacyjnej.

Dlatego ważne jest, aby zaproponować nowy system dla instalacji modernizowanych – uzupełniający obowiązujące i notyfikowane systemy wsparcia.

Podstawowy wiek użyteczności instalacji OZE jest liczony jako pierwsze 15 lat jej pracy. Po tym okresie jest konieczne zrealizowanie kosztownych inwestycji modernizacyjnych w celu przedłużenia czasu pracy instalacji o kolejne lata. Ponieważ wiek znacznej części działających w Polsce instalacji OZE objętych pierwszym systemem wsparcia (system świadectw pochodzenia energii z OZE został uruchomiony w październiku 2005 r.) zbliża się do tak określonego progu, w niedługim czasie będzie konieczne podjęcie inwestycji modernizacyjnych w celu zachowania tych instalacji w systemie (m.in. w celu utrzymania osiągniętego udziału OZE w zużyciu energii jako bazy dla dalszego przyrostu udziału OZE). Wprawdzie obowiązujące przepisy ustawy OZE określają zakres i sposób wspierania zmodernizowanych instalacji OZE, jednak przepisy te, ze względu na brak notyfikacji, nie znajdują zastosowania.

Z analizy kosztów modernizacji dla poszczególnych typów instalacji OZE wynika, że realizacja tego rodzaju inwestycji po wyjściu z dotychczasowego systemu wsparcia może być nieopłacalna w aktualnych uwarunkowaniach rynkowych – przy obecnych kosztach paliw oraz wzroście cen materiałów i robocizny oraz braku wsparcia na inwestycje modernizacyjne. Nagły wzrost rynkowych cen energii może nie być wystarczającym czynnikiem zachęty do podjęcia inwestycji, gdyż jest on wynikiem nagromadzenia negatywnych czynników cenotwórczych (zwiększonego popytu postpandemicznego oraz agresji Rosji na Ukrainę), a nie przyczyn fundamentalnych.

Co więcej, niewprowadzenie systemu wspierania modernizacji i przez to nieutrzymanie istniejących już instalacji odnawialnych źródeł energii w systemie może spowodować ich definitywne zamknięcie, a tym samym konieczność uzupełnienia systemu przez nowe instalacje o znacznie wyższych kosztach budowy.

Wprowadzenie systemu modernizacji jest zatem konieczne dla utrzymania już osiągniętego udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto, wymaganym przez dyrektywę RED II, dzięki czemu odbiorca końcowy nie będzie musiał ponosić pełnych kosztów budowy nowych inwestycji.

V. Systemy wsparcia operacyjnego umożliwiającego pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu pierwotnego okresu wsparcia

Równolegle do systemu modernizacji instalacji OZE istnieje potrzeba wdrożenia systemu wsparcia operacyjnego, lecz ograniczającego nakłady na przeprowadzenie niezbędnych inwestycji do poziomu niższego niż 25% nakładów na budowę nowej referencyjnej instalacji OZE.

System ten umożliwiałby pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu 15-letniego okresu wsparcia inwestycyjnego. Bez uzyskania projektowanej pomocy wytwórcy energii w ww. instalacjach nie byliby w stanie utrzymać zdolności produkcyjnych instalacji OZE po zakończeniu okresu wsparcia, co byłoby niekorzystne ze względów ochrony środowiska, w tym konieczności zwiększania ambicji w ograniczaniu emisji gazów cieplarnianych oraz konieczności utrzymania osiągniętego udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto.

Wsparcie powinno dotyczyć uzasadnionych kosztów operacyjnych zapewniających rentowność produkcji energii przez pokrycie różnicy między kosztami operacyjnymi a przychodami ze sprzedaży energii po cenie rynkowej.

Podstawowe cechy systemu wsparcia operacyjnego:

1) ze wsparcia może korzystać wytwórca energii w instalacji OZE, dla której upłynął okres „pierwotnego" wsparcia w ramach systemu świadectw pochodzenia, FIT, FIP lub aukcyjnego;
2) wsparcie nie może być łączone dla tego samego okresu z innym wsparciem operacyjnym (w tym np. rynek mocy, wsparcie dla wysokosprawnej kogeneracji);
3) wsparcie może być łączone ze wsparciem inwestycyjnym (np. dotacje i pożyczki NFOŚiGW) i nie podlega regule kumulacji (wysokość wsparcia operacyjnego nie jest kalkulowana z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych, dlatego nie zaistnieje sytuacja podwójnego finansowania tych samych kosztów z obu instrumentów);
4) poziom wsparcia dla instalacji odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW określany jest dla trzech technologii: elektrowni wodnych, biomasowych i biogazowych w przedziałach mocowych uzasadniających dodatkowe różnicowanie poziomu wsparcia w ramach tych technologii. Wsparcie jest udzielane wytwórcom na zasadzie taryfy gwarantowanej.
5) w przypadku instalacji o mocy większej niż 1 MW wsparcie jest udzielane w formie kontraktu różnicowego realizowanego w oparciu o ofertę złożoną w aukcji na wsparcie operacyjne dla cen referencyjnych przypisanych do instalacji OZE w odpowiednich przedziałach technologiczno-mocowych. Wsparciem w tym systemie, poza elektrowniami wodnymi, biogazowymi i dedykowanymi instalacjami spalania biomasy, są objęte również układy hybrydowe, dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego oraz instalacje termicznego przekształcania odpadów.

Co kluczowe, w przypadku niewprowadzenia systemu wsparcia operacyjnego, instalacje, dla których nie ma ekonomicznego uzasadnienia przeprowadzania modernizacji czy znacznej modernizacji, co może w szczególności

dotyczyć energetyki wodnej, mogą nie być w stanie pokryć kosztów operacyjnych tylko z przychodów pochodzących z rynku energii.

Sytuacją ze wszech miar niekorzystną, zarówno w wymiarze lokalnym, jak i ze względu na zobowiązania wynikające z podwyższania ambicji międzynarodowych w zakresie celów OZE i redukcji emisji CO_2, byłoby zatrzymanie działalności wytwarzania energii elektrycznej w takich instalacjach. Co więcej, wstrzymanie wytwarzania energii w istniejących instalacjach OZE może wymusić konieczność zwiększenia produkcji energii w instalacjach konwencjonalnych.

Celowe jest zatem wprowadzenie sytemu, dzięki któremu wytwórcy posiadając perspektywę stabilnych przychodów przez kolejne lata, podejmą decyzję o kontynuowaniu działalności wytwórczej w instalacji OZE.

W sytuacji rynkowej, która zaistniała w 2022 r. zakłada się, że znacząca większość instalacji osiąga przychody zapewniające ich stabilne funkcjonowanie bez konieczności dodatkowego wsparcia operacyjnego. W związku z tym ustawodawca zdecydował się na wprowadzenie *vacatio legis* do dnia 1 lipca 2025 r., jednocześnie pozostając przy obserwacji sytuacji rynkowej, której zmiana mogłaby wpłynąć na skrócenie lub wydłużenie wspomnianego wyżej *vacatio legis*.

VI. Hybrydowe instalacje OZE

Rozwój odnawialnych źródeł energii powoduje coraz większe wyzwanie po stronie operatorów z bilansowaniem systemu i dyspozycyjnością jednostek wytwórczych wytwarzających tzw. zieloną energię. Ma to szczególną wagę w warunkach krajowych, ze względu na strukturę mocy zainstalowanej przeważającą w Polsce i coraz większym udziale mocy zainstalowanych w źródłach pogodowozależnych, takich jak, w szczególności, wiatru na lądzie lub fotowoltaiki.

W związku z coraz ambitniejszymi celami Polski w zakresie udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto, a także rozwojem technologii magazynowania energii pozwalających na rozciągnięcie możliwości dysponowania mocą instalacji także poza czas bezpośredniego wytwarzania energii w tej instalacji, np. w warunkach bezwietrznych lub po zmroku, istnieje konieczność dostosowania regulacji dotyczących hybrydowych instalacji OZE. Instalacje hybrydowe OZE uczestniczące w aukcjach będą charakteryzować się stopniem wykorzystania mocy nie mniejszym niż 5256 MWh/MW/rok.

VII. Pozostałe regulacje

Zmiany w przepisach dot. systemów wsparcia OZE

Umożliwienie wytwórcom OZE w instalacjach o mocy poniżej 500 kW wyboru sprzedaży energii do sprzedawcy zobowiązanego lub do dowolnego podmiotu w ramach systemu aukcyjnego

Obecne przepisy ustawy OZE zakładają, że wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu aukcyjnego mogą sprzedawać energię elektryczną wyłącznie do sprzedawcy zobowiązanego i obejmuje to całą wytworzoną w danym miesiącu ilość energii elektrycznej aż do wyczerpania ilości energii elektrycznej wynikającej z oferty aukcyjnej w ramach okresu trzyletniego. Takie rozwiązanie nie pozwala na wybór rozwiązania bardziej elastycznego i swobodnego decydowania przez wytwórcę jak zrealizować ofertę aukcyjną.

Należy jednocześnie zaznaczyć, że odmienne regulacje stosuje się wobec wytwórcy w ramach systemu aukcyjnego posiadającego instalację odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW oraz wytwórcy w ramach systemów FiT/FiP, o których mowa w art. 70a–70f ustawy OZE. W ocenie ustawodawcy regulacje pozwalające na wybór podmiotu, któremu zostanie sprzedana energia elektryczna powinny być analogicznie stosowane również w stosunku do wytwórców posiadających instalacje odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, sprzedających energię elektryczną w ramach systemu aukcyjnego.

Doprecyzowanie sposobu wyznaczania wysokości kary w związku ze sprzedażą energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości energii określonej w ofercie

Do Ministerstwa Klimatu i Środowiska są zgłaszane wątpliwości interpretacyjne w przypadku przepisów ustawy OZE dotyczących wyznaczania wysokości kary w związku ze sprzedażą energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości energii określonej w ofercie w danym okresie rozliczeniowym.

Mając na uwadze powyższe proponuje się doprecyzowanie wzoru wskazanego w art. 170 ust. 6 ustawy OZE.

Wprowadzenie przesłanek do uznania pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego lub jej pierwszego wytworzenia w ramach systemów FiT/FiP za dokonane w przypadkach przekroczenia ustawowych terminów z przyczyn niezawinionych przez wytwórców.

Z uwagi na zidentyfikowane problemy w zakresie spełniania warunków do otrzymania wsparcia w ramach aukcyjnego systemu wsparcia oraz systemów FiT/FiP, polegające na braku możliwości wykonania przez wytwórców zobowiązań ustawowych z powodów przez nich niezawinionych, proponuje się wprowadzenie przepisu (art. 83 ust. 5), który pozwoli zapobiec takim przypadkom, wskazując przesłanki uzasadniające wyjątkowe traktowanie określonych przypadków

uchybienia terminu na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym lub terminu na rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej w ramach systemów FiT/FiP.

Krajowy plan na rzecz energii i klimatu

Zmiany w ustawie – Prawo energetyczne mają na celu uregulowanie kwestii związanych z wypełnianiem obowiązków wynikających z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 1, z późn. zm.), zwanej dalej „rozporządzenie 2018/1999", w zakresie opracowania integrowanego krajowego planu na rzecz energii i klimatu. Dokument przedstawia m.in. krajową kontrybucję do realizacji celów klimatyczno-energetycznych oraz zawiera założenia i cele oraz polityki i działania na rzecz realizacji 5 wymiarów unii energetycznej: 1 – bezpieczeństwa energetycznego; 2 – obniżenia emisyjności; 3 – efektywności energetycznej; 4 – wewnętrznego rynku energii; 5 – badań naukowych, innowacji i konkurencyjności. Nowe przepisy regulują kwestie podmiotu odpowiedzialnego za opracowanie i aktualizację zintegrowanego krajowego planu, jego projektu oraz sprawozdawczość.

Wobec powyższego, rekomendowanym narzędziem interwencji celem rozwiązania wskazanych problemów jest opracowanie stosownego projektu ustawy. Nie jest możliwe zastosowanie innego rozwiązania niż podjęcie prac legislacyjnych.

Spółdzielnie energetyczne

Od chwili wprowadzenia do polskiego systemu prawnego spółdzielni energetycznych, na podstawie ustawy z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 925), w wykazie spółdzielni energetycznych zamieszczono zaledwie kilka takich podmiotów, co w porównaniu z danymi z innych państw członkowskich pozwala na przyjęcie tezy, że instytucja ta, jak dotąd, nie rozwija się w satysfakcjonującym tempie. Dla porównania można wskazać, że w Niemczech funkcjonuje około tysiąc spółdzielni energetycznych. Wiele tego rodzaju podmiotów prowadzi działalność na terenie Austrii oraz Danii. Spółdzielnie energetyczne są popularne także m.in. w Holandii, Szwecji, Finlandii, we Włoszech, Belgii, Francji oraz Hiszpanii.

Celem projektowanych zmian jest poprawa warunków dla rozwoju energetyki rozproszonej na terenach wiejskich w formie spółdzielni energetycznej. Przygotowane przepisy mają ułatwić tworzenie i funkcjonowanie tej formy lokalnego zrzeszenia, a także zachęcić podmioty do angażowania się w tego rodzaju inicjatywy.

Prosument lokatorski

Zainteresowanie OZE w budynkach wielolokalowych, np. na osiedlach bloków, jest wciąż relatywnie niewielkie. Instalacje wykorzystujące odnawialne źródła energii mogą rozwiązać wiele problemów takich budynków, jako że są położone w gęsto zaludnionych okolicach miejskich, gdzie znajduje się wielu odbiorców energii (części wspólne, sklepy i supermarkety w dolnych partiach budynku, które zużywają bardzo dużo energii na chłodzenie produktów, okoliczne lokale usługowe, a często też zakłady rzemieślnicze i biura firm). Tendencja ta jest wspierana przez coraz powszechniejsze wykorzystanie klimatyzacji, co znacznie zwiększa rachunki za energię w połączeniu z jej wysokimi cenami.

Szersze wykorzystanie OZE w zabudowie wielolokalowej przełoży się także na zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, a tym samym przyczyni się do przeciwdziałania zmianom klimatycznym. Ponadto zwiększenie ilości wytwarzanej energii w samych miastach zmniejszy obciążenie sieci dystrybucyjnej i przesyłowej związane z koniecznością dostarczania energii z oddalonych jednostek wytwórczych do tych miast. Warto również zauważyć, że właśnie na obszarze miasta sieć elektroenergetyczna jest najlepiej rozwinięta i posiada największe rezerwy do wykorzystania, a więc rozwój energetyki prosumenckiej na tych obszarach wpływa korzystanie na optymalne wykorzystanie systemu elektroenergetycznego. Celem projektowanych zmian jest dostosowanie obecnej formy prosumenta energii odnawialnej do potrzeb wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych w taki sposób, aby korzyści z wytwarzanej energii mogły być wykorzystane na wspólne potrzeby mieszkańców budynków wielolokalowych.

Zmiany w zakresie morskiej energetyki wiatrowej

W obliczu konieczności przyspieszenia procesu uniezależniania się od paliw kopalnych, w dużej mierze importowanych z kierunku rosyjskiego, zaproponowano zmiany w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Proponowane przepisy mają na celu zwiększenie wolumenu mocy i terminów aukcji dla morskiej energetyki wiatrowej.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Jak wskazano wyżej, proponowanym narzędziem interwencji do rozwiązania problemów, które zostały zidentyfikowane i opisane w pkt 1 OSR jest nowelizacja ustawy OZE oraz innych ustaw.

I. Biometan

Proponowanym rozwiązaniem problemów, które zostały zidentyfikowane i opisane w pkt 1 OSR dotyczącym rozwoju rynku biometanu oraz proponowanym narzędziem interwencji jest nowelizacja obowiązujących aktów prawnych dot. OZE oraz ustawy – Prawo energetyczne.

Propozycją rekomendowaną w zakresie zapewnienia dynamicznego rozwoju sektora wytwarzania biometanu jest, przede wszystkim, wprowadzenie rozwiązań prawnych w zakresie opracowania procedur administracyjnych dotyczących rejestrowania i monitorowania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu.

Szczegółowy zakres zmian ujętych w projekcie ustawy stymulujących rozwój sektora biometanu obejmuje:

1) wprowadzenie definicji biometanu oraz wyłączenie pojęcia biogaz rolniczy z definicji biogazu; w związku z wprowadzeniem pojęcia biometan – wprowadzono również zmiany w ustawie – Prawo energetyczne w zakresie pojęcia paliwo gazowe;
2) rozszerzenie uprawnień Prezesa URE w zakresie prowadzenia kontroli informacji oraz oświadczeń składanych przez wytwórcę biometanu;
3) określenie zasad prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu lub biometanu z biogazu – przez utworzenie „rejestru wytwórców biogazu" prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE";
4) rozszerzenie zakresu rozdziału 3 ustawy OZE (zasady i warunki wykonywania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego lub biopłynów oraz wytwarzania biogazu rolniczego lub biopłynów) o zasady i warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego – art. 24 ustawy OZE i kolejne, w szczególności poszerzenie zakresu podmiotowego rejestru wytwórców biogazu rolniczego o wytwórców biometanu z biogazu rolniczego;
5) poszerzenie obszaru działalności spółdzielni energetycznych o możliwość wytwarzania biometanu;
6) uchylenie przepisów dotyczących wniosku o wydanie urzędowego potwierdzenia efektu zachęty (art. 47a ustawy OZE) oraz przepisów mówiących o świadectwie pochodzenia biogazu rolniczego (art. 48 ustawy OZE i kolejne);
7) wprowadzenie systemu wsparcia dostosowanego do specyfiki tej technologii, uwarunkowań technicznych i ekonomicznych (*feed in premium*);
8) wprowadzenie gwarancji pochodzenia dla biometanu i poszerzenie zakresu przedmiotowego rejestru gwarancji pochodzenia o dane dotyczące gwarancji pochodzenia biometanu;
9) usprawnienia w zakresie postępowań związanych z pozyskaniem decyzji w sprawie przyłączania instalacji wytwarzających biometan do sieci gazowej.

<u>Wprowadzenie definicji pojęć oraz procedur umożliwiających prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu</u>

Istotną kwestią, mającą na celu uporządkowanie formalno-prawne rozwoju sektora biometanu, jest wprowadzenie definicji biometanu, obejmującej biogaz, biogaz rolniczy oraz poddawany procesom oczyszczania w celu uzyskania odpowiednich parametrów jakościowych w zależności od końcowego wykorzystania tego paliwa, jak również sposobu jego transportowania. Zaproponowana definicja, w przypadku biometanu wprowadzanego do sieci gazowych, powoduje obowiązek dostosowania parametrów jakościowych biometanu z wymaganiami w tym zakresie wskazanymi w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. W konsekwencji pozwala to na dokonanie harmonizacji wymogów dla nowego rodzaju paliwa gazowego stosowanego w sieciach gazowych. Celem tego jest ułatwienie prowadzenia działalności gospodarczej, w tym, m.in. usprawnienie i ujednolicenie procedur związanych z pozyskaniem decyzji w sprawie przyłączy do sieci gazowej.

Konsekwencją wprowadzenia definicji biometanu w projekcie ustawy jest wprowadzenie przepisów określających zasady prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu, z wyraźnym rozdzieleniem tej działalności na dwa obszary, które zostały uzależnione od rodzaju surowca wykorzystywanego do wytwarzania biometanu, tj. biogazu (podlegającego wpisowi do rejestru prowadzonego przez Prezesa URE) oraz biogazu rolniczego (podlegającego wpisowi do rejestru prowadzonego przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa, zwanego dalej „KOWR"). Dodatkowo doprecyzowano, że działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu obejmuje również wytwarzanie biometanu z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego.

Zaproponowane podejście, z jednej strony upraszcza obowiązki spoczywające na wytwórcach biometanu, w stosunku do wymogów, wobec których istnieje obowiązek uzyskania koncesji, zaś z drugiej umożliwia rejestrowanie i monitorowanie rynku przez organy administracji państwowej w sposób uporządkowany. W połączeniu z przepisami w zakresie kar za naruszenie obowiązków rejestracyjnych oraz przepisami określającymi zakres wymagań sprawozdawczych, projekt przepisów wprowadza spójny system umożliwiający sprawowanie nadzoru nad sektorem – co jest szczególnie istotne w kontekście planowanych programów pomocowych oraz wiarygodności danych uwzględnianych do monitorowania poziomu udziału OZE przedkładanych do Komisji Europejskiej.

Oczekiwanym efektem przyjęcia ww. rozwiązań dotyczących doprecyzowania zasad prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu, poza ujednoliceniem procedur, będzie zwiększenie przejrzystości prowadzenia tego typu działalności gospodarczej, co w przyszłości przyczyni się do wzrostu zainteresowania ze strony inwestorów.

Wprowadzenie programu pomocowego dla rozwoju sektora biometanu

Opracowanie propozycji dotyczących mechanizmu wsparcia dla biometanu poprzedzono analizą stosowanych rozwiązań w UE w tym zakresie, jak również wymogów formalnych dopuszczających proponowany w projekcie ustawy model wsparcia (*feed-in-premium*) z perspektywy dotyczącej zgodności z zasadami udzielania pomocy publicznej w krajach UE.

Analiza przypadków dotyczących funkcjonujących modeli wsparcia w UE w obszarze sektora biometanu jednoznacznie wskazała na przewagę systemów *feed-in-premium* nad pozostałymi mechanizmami wsparcia, np. systemem aukcyjnym czy też zwolnieniami z akcyzy. Należy jednak mieć na uwadze, że dotyczy to właśnie wykorzystania biogazu do produkcji biometanu, ponieważ zupełnie inaczej sytuacja przedstawia się w przypadku wsparcia wykorzystywania biogazu do wytwarzania energii elektrycznej, w którym to sektorze dominują modele wsparcia o charakterze konkurencyjnym.

Zatem, biorąc pod uwagę doświadczenia krajów UE o znacznie bardziej rozwiniętym rynku produkcji biometanu oraz aspekty formalne związane ze zgodnością zaproponowanego modelu wsparcia z zasadami udzielania pomocy publicznej w UE, podjęto decyzję o przyjęciu rozwiązania, w którym wsparcie sektora jest realizowane w modelu *feed-in-premium*, mając świadomość, iż jest to rozwiązanie najefektywniej wspierające tego rodzaju inicjatywy i dające duże możliwości w zakresie szybkiego przyrostu potencjalnych inwestycji w najbliższych latach.

Projekt ustawy wprowadza przepisy mające na celu zapewnienie pomocy operacyjnej dla wytwórców biometanu w formie systemu dopłat do ceny rynkowej biometanu (*feed-in-premium*) dla wytwórcy, który wprowadził biometan do sieci gazowej, otrzymując prawo do pokrycia ujemnego salda. Dzięki wprowadzonemu rozwiązaniu wytwórca biometanu uzyska możliwość sprzedaży biometanu po stałej, gwarantowanej cenie zakupu – co istotnie wpłynie na stabilność jego funkcjonowania. Wytwórcy biometanu, którzy zostaną dopuszczeni do systemu wsparcia, uzyskają prawo do pokrycia tzw. ujemnego salda – w praktyce oznacza to pokrycie różnicy między rynkową ceną gazu ziemnego, a ceną umożliwiającą wytwórcom pokrycie kosztów wytwarzania biometanu.

Wytwórcy biometanu, którzy wejdą do systemu feed-in-premium otrzymują gwarancję uzyskania pomocy publicznej, na cały czas trwania wsparcia, tj. 15 lat, na podstawie złożonej Prezesowi URE deklaracji i po spełnieniu określonych w projekcie ustawy wymagań, które upoważnią do uzyskania zaświadczenia o możliwości sprzedaży biometanu.

Zaproponowany program pomocowy nie wymaga tworzenia dodatkowych źródeł finansowania, mając na uwadze oszczędności w opłacie OZE oraz fakt, że biometan będzie wykorzystywany przede wszystkim na potrzeby realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW), o którym mowa w ustawie o biokomponentach i biopaliwach ciekłych. Zgodnie z wprowadzoną zmianą w ww. ustawie, biometan objęty wsparciem *feed in premium*, o którym mowa w projekcie ustawy, nie będzie mógł być wykorzystany do zaliczenia przez podmiot realizujący Narodowy Cel Wskaźnikowy. Jednocześnie, wprowadzenie mechanizmu wsparcia dla wytwórcy biometanu, połączonego z gwarancją pokrycia ujemnego salda, zdecydowanie wpłynie na poprawę stanu projektów inwestycyjnych przedsiębiorców, którzy przystąpią do tego systemu. Chodzi przede wszystkim o zapewnienie bezpieczeństwa prawnego projektów, które umożliwi podjęcie pozytywnej decyzji o przyznaniu ich finansowania, co z kolei przekłada się na zwiększenie prawdopodobieństwa jego realizacji.

Usprawnienia w zakresie postępowań związanych z pozyskaniem decyzji w sprawie przyłączania instalacji wytwarzających biometan do sieci gazowej

Projekt zawiera rozwiązania, których wejście w życie będzie korzystnie wpływać na ilość pozytywnych decyzji w sprawie określenia warunków przyłączenia instalacji wytwarzających biometan do sieci gazowej. Wprowadzenie definicji biometanu, ze wskazaniem możliwości jego wprowadzenia do sieci gazowych, należy rozpatrywać łącznie z obowiązkiem określenia parametrów jakościowych dla tego paliwa gazowego w ramach delegacji do wydania rozporządzenia na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne. Usprawnienie i ujednolicenie procedur związanych z pozyskaniem decyzji w sprawie przyłączy do sieci gazowych polega w tym przypadku na zapewnieniu zharmonizowanego podejścia w zakresie wymaganego przez każdego operatora sieci gazowej zestawu parametrów jakościowych jakie należy spełnić, aby biometan mógł być wprowadzany do tej sieci.

Zaproponowane rozwiązanie jest efektem przeprowadzonej analizy dotychczasowej sytuacji w zakresie warunków przyłączenia do sieci gazowej udzielanych potencjalnym inwestorom, które znacznie się różniły w przypadku poszczególnych operatorów sieciowych, a nawet poszczególnych lokalizacji sieciowych znajdujących się w gestii pojedynczego operatora.

Kolejnym rozwiązaniem usprawniającym proces pozyskiwania pozytywnej decyzji w sprawie określenia warunków przyłączenia do sieci gazowej, jest wprowadzenie do ustawy – Prawo energetyczne przepisu, zgodnie z którym w przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci instalacji służącej do wytwarzania biometanu z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę

lokalizacji, operator sieciowy jest zobowiązany wskazać wnioskodawcy najbliższą lokalizację, w której takie przyłączenie jest możliwe.

Zaproponowane rozwiązania nie wpłyną na tempo przebiegu procesu decyzyjnego dotyczącego postepowań w sprawie przyłączy (liczony w dniach), natomiast z pewnością zapewnią większą transparentność procesu umożliwiając efektywniej zaplanować podejmowane działania poszczególnym inwestorom.

W celu wypracowania kolejnych, systemowych rozwiązań, mających na celu zapewnienie efektywnej integracji zakładów wytwarzających biometan z sieciami gazowymi, są aktualnie prowadzone prace grup roboczych powołanych w ramach działań związanych z budową Partnerstwa dla sektora gazowego w Polsce.

Wpływ rozwiązań dotyczących rozwoju sektora biometanu na strukturę realizacji celów OZE do 2030 r.
W celu dokonania oceny wpływu przyjętych rozwiązań dotyczących sektora biometanu na planowany w 2030 r. mix energetyczny Polski należy przede wszystkim uwzględnić aktualną prognozę dotyczącą zużycia energii ze źródeł odnawialnych, zawartą w KPEiK, w załączniku 2 Ocena skutków planowanych polityk i środków. Ponieważ dokument w wersji 5.2. datowany z dnia 18 grudnia 2019 r. powstał przed przyjęciem proponowanej strategii w zakresie rozwoju sektora biometanu, w związku z powyższym należy założyć, że rozwój tego sektora będzie miał pozytywny wpływ na planowany dotychczas mix energetyczny kraju.

Wykorzystanie biometanu w sektorze transportu, przy założeniu stosowania surowców z załącznika IX do dyrektywy RED II, będzie uprawniać do tzw. podwójnego zaliczenia do NCW i pozwalać na wykonanie celów w zakresie advanced biofuels, szacowanych w 2030 r. na poziomie 418 ktoe. Należy się spodziewać, iż wykorzystanie biometanu w sektorze transportu nie spowoduje wzrostu realizacji celu OZE w transporcie ponad poziomy obowiązków wynikających z RED II, ale w sposób istotny wpłynie na strukturę realizacji tego celu w kraju, umożliwiając ograniczenie stosowania innych biokomponentów (np. HVO), których dostępność w perspektywie kolejnych lat może być ograniczona – podobnie jak to miało miejsce w 2020 r. Jednocześnie, szczegółowe przepisy dotyczące zasad wykorzystania biometanu do celów transportowych, w tym poziomów obowiązków w tym zakresie nakładanych na podmioty realizujące NCW, będą określone w przepisach ustawy nowelizującej ustawę z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

II. Instrumenty promowania rozwoju klastrów energii

W latach 2017–2018 Ministerstwo Energii przeprowadziło dwa konkursy na Certyfikat Pilotażowego Klastra Energii. W obu przeprowadzonych edycjach konkursu wyróżniono 66 klastrów energii, które zostały wpisane na Listę Pilotażowych Klastrów Energii. Jednocześnie Krajowa Izba Klastrów Energii i Odnawialnych Źródeł Energii, zwana dalej „KIKEiOZE", szacuje, iż na rynku można aktualnie wyodrębnić 60 działających klastrów energii. Jednocześnie zapowiedź nowelizacji ustawy OZE pobudziła rynek, przez co jest widoczna w tym sektorze większa aktywność niż dotychczas. Zgodnie z założeniami, w kolejnych latach będzie powstawało średnio ok. 25 klastrów rocznie. W efekcie, zgodnie z założeniami projektu ustawy, do 2029 r. w Polsce powstanie ok. 300 klastrów.

Kontynuując promowanie rozwoju klastrów energii, projekt ustawy w tym obszarze obejmuje:
1) ustanowienie czytelnych zasad zawierania porozumienia o utworzeniu klastra energii oraz zmianę definicji klastra energii;
2) doprecyzowanie przepisów określających zakres podmiotowy, przedmiotowy oraz obszar działalności klastra energii;
3) dodanie celu działania klastra energii;
4) stworzenie rejestru klastrów energii oraz określenie zasad jego funkcjonowania;
5) zapewnienie warunków rozwoju klastrów energii, przez wprowadzenie mechanizmu premiowania zużywania na własne potrzeby energii wytworzonej przez członków klastra energii;
6) ułatwienie współpracy poszczególnych członków klastra energii z operatorami systemów dystrybucyjnych przez określenie szczególnych zasad tej współpracy;
7) określenie wymagań, których spełnienie przez klaster energii będzie umożliwiać skorzystanie ze zwolnienia z opłat określonych w ustawie oraz z preferencyjnego sposobu rozliczeń (wymagania w zakresie stopnia pokrycia w ciągu roku łącznych potrzeb własnych członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej, łącznej mocy magazynów energii na określonym w ustawie poziomie, a także wymóg, aby co najmniej 30%, zaś od dnia 1 stycznia 2027 r. co najmniej 50%, energii wytwarzanej w klastrze energii pochodziło z OZE).

Podstawowy mechanizm preferencji dla klastrów energii będzie obejmował zwolnienia z opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej oraz obowiązków związanych ze świadectwami pochodzenia w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej z OZE przez członków klastra energii i pobranej przez członków klastra energii dla każdej godziny okresu rozliczeniowego. Mechanizm będzie funkcjonował od dnia 2 lipca 2024 roku do dnia 31 grudnia 2029 r. i będzie uzależniony od wykazania spełnienia warunków wskazanych w ustawie. Termin wejścia w życie przepisów o wsparciu został dostosowany do terminu wejścia w życie Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE).

Jednocześnie, dla członków klastrów energii, które wykażą wyższy poziom zużycia własnego, tj. powyżej 60%, jest przewidziany dodatkowy instrument wsparcia obejmujący upust od zmiennych składników taryfy dystrybucyjnej, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej i stawki jakościowej. Planowany w projekcie ustawy instrument wsparcia zakłada

5% upust przy osiągnieciu zużycia własnego powyżej 60%. Wraz ze wzrostem o kolejne 10% członkowie klastra energii uzyskują dodatkowe 5%. W przypadku 100% zużycia własnego upust ten wynosi 25%.

Projektowane zmiany przyczynią się ponadto do zrealizowania celów wskazanych w dokumentach strategicznych kraju, takich jak Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (SOR), Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPD) oraz Polityka energetyczna Polski do roku 2040 (PEP 2040).

Źródłem informacji o problemie jest przegląd obowiązujących przepisów prawa unijnego i krajowego, przeprowadzone analizy robocze, uwagi organów administracji państwowej, jak również wystąpienia organizacji branżowych.

Szacując możliwości budowy źródeł wytwórczych w klastrze energii uwzględnia się szereg elementów, z których do najważniejszych należą:

1) analiza komplementarności celów i kierunków działania klastra energii z obowiązującymi dokumentami regionalnymi i krajowymi wyznaczającymi cele i kierunki działań związanych z polityką energetyczną i klimatyczną na poziomie regionalnym oraz krajowym;
2) ocena istniejącego potencjału klastra energii oraz posiadanej infrastruktury technicznej;
3) analiza ilościowa odbiorców energii na obszarze działania klastra energii;
4) zewnętrzni dostawcy surowców energetycznych i paliw;
5) analiza obecnie realizowanych przez członków klastra energii działań i projektów;
6) projekty inwestycyjne planowane do realizacji w klastrze energii;
7) analiza możliwości implementacji systemów magazynowania energii;
8) magazyny energii w postaci akumulatorów połączonych z instalacjami PV;
9) możliwości magazynowania energii w samochodach elektrycznych w ramach klastra;
10) wykorzystanie możliwości akumulowania energii w ciepłej wodzie użytkowej w ramach klastra;
11) możliwości akumulowania energii w ogrzewaniu budynków w ramach klastra;
12) posiadanie przez członków klastra sezonowych magazynów ciepła;
13) możliwości wykorzystania magazynowania energii w wodorze odnawialnym w ramach klastra;
14) inteligentne sieci – efektywniejsze rozkładanie zapotrzebowania na energię, zarządzanie energochłonnymi procesami;
15) weryfikacja, który rodzaj magazynowania energii będzie odpowiedni dla poszczególnych obiektów;
16) sposób uregulowania kwestii korzystania z sieci dystrybucyjnych na rzecz klastra energii (umowa z OSD);
17) istniejąca infrastruktura energetyczna i ciepłownicza na terenie klastra energii;
18) bilans energetyczny klastra energii;
19) analiza zapotrzebowania klastra energii na energię;
20) wolumen aktualnych jednostek wytwórczych OZE działających w ramach klastra;
21) potencjał OZE możliwy do zainstalowania na terenie działania klastra energii.

III. 1 Zwiększenie roli OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie

W ustawie o odnawialnych źródłach energii doprecyzowuje się przepisy dotyczące pierwszeństwa zakupu ciepła ze źródeł odnawialnych i instalacji termicznego przekształcania odpadów oraz wprowadza się zasady wydawania i rozliczania gwarancji pochodzenia ciepła i chłodu z OZE w celu wypromowania i zainteresowania ekologicznymi dostawami ciepła.

W ustawie – Prawo energetyczne wprowadza się zaostrzone warunki obowiązku przyłączania do sieci ciepłowniczej oraz warunki odłączania się od sieci systemu nieefektywnego energetycznego, co jest wymogiem dyrektywy RED II.

Z powyższym związana jest wprowadzona sprawozdawczość dystrybutora ciepła nt. spełnienia kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego oraz o ilości ciepła z różnych źródeł wprowadzonego do sieci ciepłowniczej, co jest konieczne w celu określenia, czy system ciepłowniczy spełnia kryteria systemu efektywnego energetycznie lub czy spełni je do końca 2025 r.

Powyższe wiąże się z wprowadzeniem przepisu dotyczącego uzgodnienia przez Prezesa URE planu rozwoju przedsiębiorstwa, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, w zakresie dostaw ciepła. Wprowadza się obowiązek operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządzenia oceny potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, znajdujących się w obszarze jego działania, w celu weryfikacji, czy wykorzystanie zidentyfikowanego potencjału systemu ciepłowniczego lub chłodniczego byłoby bardziej efektywne pod względem zasobów i kosztów, niż rozwiązania alternatywne. Usankcjonowano możliwość odłączenia się od systemu ciepłowniczego przez odbiorcę, który będzie korzystał w celu ogrzewania z odnawialnych źródeł energii, przy czym odłączenie takie będzie mogło zostać zrealizowane jedynie w przypadku systemu ciepłowniczego, który nie posiada i nie osiągnie statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w terminie do końca 2025 r. Jednocześnie przewidziano możliwość obciążenia odłączającego się odbiorcy kosztami wynikającymi z konieczności likwidacji samego przyłącza oraz niezamortyzowanej części rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.

W zakresie informowania odbiorców końcowych o efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego oraz udziale energii odnawialnej w danym systemie ciepłowniczym przewidziano nałożenie na przedsiębiorstwa ciepłownicze obowiązków polegających na publikowaniu na stronie internetowej odpowiednich danych.

W przypadku określenia potencjału systemów ciepłowniczych pod względem zapewnienia usługi bilansującej i innych usług systemowych, przewiduje się nałożenie na operatorów dystrybucyjnych systemów elektroenergetycznych obowiązku przeprowadzenia co 4 lata odpowiedniej analizy w tym zakresie.

W odniesieniu do krajowego celu w zakresie udziału energii z odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie i chłodnictwie oraz orientacyjnej trajektorii udziału energii z odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie i chłodnictwie należy zauważyć, że te wielkości zostały określone w zintegrowanym krajowym planie w dziedzinie energii i klimatu, wydawanym zgodnie z rozporządzeniem 2018/1999. Na ministra właściwego do spraw klimatu przewiduje się nałożenie obowiązku monitorowania realizacji powyższego celu.

W zakresie obowiązku publikowania wykazu środków i podmiotów zobowiązanych realizujących cel, o którym mowa w art. 23 ust. 1 dyrektywy 2018/2001, proponuje się, aby obowiązek taki spoczywał na ministrze właściwym do spraw klimatu, który będzie te dane publikować na swoich stronach Biuletynu Informacji Publicznej.

W ustawie – Prawo energetyczne, w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami OZE oraz źródeł ciepła odpadowego, zapewnia się zwrot z kapitału zaangażowany w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu 7%. Tego rodzaju zachęta spowoduje korzyść zarówno dla środowiska, przez redukcję emisji spowodowanej spalaniem paliw kopalnych, a przede wszystkim węgla kamiennego, jak i dla korzyści ekonomicznej odbiorców, bowiem redukcja kosztów emisji jest większa niż koszt zwiększonej – ponad uznawaną aktualnie w taryfach (4,8%) przez Prezesa URE stopę zwrotu z kapitału. Skumulowana wartość oszczędności odbiorców w perspektywie 10 lat wynosi blisko 1,3 mld zł.

Zagwarantowanie 7% stopy zwrotu z kapitału jest tylko jednym ze składników planowanych przychodów ujmowanych w taryfie dla ciepła, natomiast wynikające z promowanych inwestycji odejście od spalania paliwa węglowego ma zapewnić zredukowanie emisji dwutlenku węgla, które kosztowo jest pięciokrotnie wyższe niż cała kwota zwrotu z kapitału. Przy uwzględnieniu zmienności innych składników kosztowych w taryfie dla ciepła oraz założeniu planowanego wzrostu udziału ciepła z OZE o 1 p.p. r/r – dla odbiorcy ciepła, w tym dla gospodarstw domowych – opłaty za ciepło będą neutralne lub korzystne z powodu zagwarantowania stopy zwrotu z kapitału na poziomie 7%, na co wskazuje tabela 1 w załączniku nr 5 do niniejszej Oceny Skutków Regulacji.

Zwalnia się także z obowiązku przedstawienia taryf do zatwierdzenia Prezesowi URE w części dotyczącej źródeł do 5 MW mocy zainstalowanej, które charakteryzują się współczynnikiem nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej nie wyższym niż 0,8, a ciepło wytworzone stanowi nie mniej niż 60 % OZE.

W ustawie – Prawo energetyczne uwzględnia się także możliwość odejścia przez przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło w kogeneracji od sposobu kształtowania taryf w sposób uproszczony, jednak z konsekwencją braku możliwości zmiany przyjętego kosztowego kształtowania taryfy dla ciepła.

III.2 Gwarancje pochodzenia

Implementacja dyrektywy RED II wymaga nowelizacji przepisów w szczególności w poniższych obszarach:

1) Przystąpienie Prezesa URE, jako organu wydającego gwarancje pochodzenia w Polsce, do stowarzyszenia AIB, zrzeszającego podmioty wydające gwarancje pochodzenia, a w konsekwencji synchronizacja polskiego rejestru z HUB-em prowadzonym przez AIB oraz standardem European Energy Certificate System (EECS).
2) Należyte uwzględnienie wartości rynkowej gwarancji pochodzenia wobec producenta, który otrzymuje wsparcie finansowe z systemu wsparcia.
3) Uwzględnienie w krajowym porządku prawnym wymogów normy CEN – EN 16325 po jej aktualizacji i zatwierdzeniu.
4) Rozszerzenie rejestru gwarancji pochodzenia prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii („TGE") o nowe nośniki energii: gaz z odnawialnych źródeł energii (biometan, biogaz, biogaz rolniczy), w tym wodór odnawialny, ciepło oraz chłód.
5) Dostosowanie funkcjonalności rejestru gwarancji pochodzenia prowadzonego przez TGE do nowych przepisów.

Ad. 1.

Brak członkostwa Polski w AIB, obok kwestii czysto formalnych – ograniczających możliwość wymiany gwarancji pochodzenia w ujęciu międzynarodowym, dla niektórych potencjalnych inwestorów zagranicznych może stanowić także czynnik decydujący o atrakcyjności inwestycji w Polsce. Coraz więcej przedsiębiorstw, dbając o swój wizerunek, chce komunikować na zewnątrz, że energia wykorzystywana w tym przedsiębiorstwie pochodzi ze źródeł odnawialnych. Środkiem niezbędnym do zapewnienia międzynarodowej uznawalności gwarancji pochodzenia jest przystąpienie do AIB.

Członkostwo w AIB pociąga za sobą konieczność poniesienia kosztów administracyjnych. Koszty te są proporcjonalne do wolumenu wymiany międzynarodowej gwarancji z danego kraju i mogą wynieść od 6 000 euro (<4 TWh) do 77 600 euro (> 8 TWh) rocznie. Warto podkreślić, że koszty składki członkowskiej nie są stałe i ulegają zmianom, a podane powyżej dane są aktualne na miesiąc grudzień 2022 r. Z uwagi na wolumen obrotu na TGE przekraczający 10 TWh, składka byłaby wyższą z podanych powyżej wartości.

Proponuje się, aby pokrycie kosztów uczestnictwa w AIB odbywało się ze środków podmiotu prowadzącego rejestr gwarancji pochodzenia, w szczególności z wpływów pochodzących od uczestników wymiany gwarancji pochodzenia.

Uczestnictwo Polski w AIB wygeneruje korzyści związane z zagospodarowaniem dodatkowego popytu na gwarancje pochodzenia, co spowoduje osiągnięcie wyższych przychodów z ich sprzedaży przez polskich wytwórców. Tym samym, w szczególności dla wytwórców lub części energii nieobjętej operacyjnym systemem wsparcia, byłaby to szansa na zwiększenie wynagrodzenia z rynku za korzystanie z technologii OZE. W konsekwencji podniesie to także atrakcyjność powstawania instalacji OZE i korzystania z mechanizmów rynkowych, zarówno co do ceny energii elektrycznej, jak i możliwości uzyskania dodatkowych przychodów w postaci gwarancji pochodzenia dla tych instalacji OZE lub tej części energii pochodzącej z instalacji OZE, które pozostają poza systemem wsparcia.

Jednym z podstawowych wymogów uczestnictwa Polski w AIB jest obliczanie i publikowanie rocznego miksu energii resztkowej rozumianego jako całkowity roczny miks energetyczny danego państwa członkowskiego z wyłączeniem części objętej umorzonymi gwarancjami pochodzenia. Bilans jest sporządzany do dnia 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy miks energii resztkowej. Z kolei do dnia 30 kwietnia określone podmioty (Prezes URE, PSE), które są w posiadaniu danych o wytworzonej i wprowadzonej do sieci (lub wprowadzonej w inne miejsce niż sieć) energii elektrycznej, przekazują te dane wraz z ilością energii elektrycznej (wyrażoną w MWh) importowanej i eksportowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi poszczególnych krajów.

Ad. 2.
Dyrektywa RED II w art. 19 st. 2 przewiduje, że „Państwa członkowskie zapewniają, aby w przypadku gdy producent otrzymuje wsparcie finansowe z systemu wsparcia, wartość rynkowa gwarancji pochodzenia dla tej samej produkcji była należycie uwzględniana w danym systemie wsparcia.”.

Ewentualne przychody uzyskane z tytułu obrotu gwarancji pochodzenia, dla instalacji lub części energii objętej wsparciem, nie powinny przewyższać dopuszczalnego poziomu wsparcia. Wobec tego proponuje się, aby systemy oparte o stałą cenę, lub stałą dopłatę do ceny rynkowej były wyłączone spod możliwości otrzymywania pomocy. Dzięki takiemu rozwiązaniu zmitygowane zostanie ryzyko nadwsparcia w takich systemach, jak obowiązujący system taryf gwarantowanych (feed-in-tariff – FiT) i dopłat do ceny rynkowej (feed-in-premium – FiP). Przyznanie gwarancji pochodzenia jednocześnie powinno wprowadzić pozytywny bodziec rynkowy dla energii ze źródeł OZE, nieobjętej systemem wsparcia.

Rozwiązanie alternatywne, tj. odejmowanie ceny gwarancji pochodzenia od uzyskanego wsparcia, oprócz braku bodźca ekonomicznego do korzystania z systemu gwarancji pochodzenia, pociągałoby za sobą dodatkowe obciążenie administracyjne związane z tym procesem.

Ad. 3
Należy odnotować, że zgodnie z art. 19 ust. 6 dyrektywy, „(…) Państwa członkowskie i wyznaczone właściwe organy zapewniają, aby wymogi, które nakładają, były zgodne z normą CEN – EN 16325”.

Co istotne, norma w związku ze wskazanym powyżej przepisem dyrektywy, będzie określała ustandaryzowane ramy funkcjonowania systemów gwarancji pochodzenia, z uwzględnieniem nowych nośników energii, czyli gazu z OZE oraz energii ciepła i chłodu.

Norma dostarczy szczegółowych, technicznych rozwiązań w zakresie funkcjonowania nowych lub rozszerzonych rejestrów gwarancji pochodzenia specyficznych dla dokonywanego rozszerzenia systemu gwarancji pochodzenia.

Ad.4
RED II zmienia zakres dotąd wydawanych gwarancji pochodzenia i powoduje uwzględnienie w krajowym porządku prawnym nowych rodzajów paliw, dla których mogą być wydawane gwarancje pochodzenia (gaz z odnawialnych źródeł energii [biometan, biogaz, biogaz rolniczy, wodór odnawialny] oraz energia ciepła i chłodu). Powoduje także wprowadzenie specyficznych rozwiązań dla nowych nośników energii, dla których mogą być wydawane gwarancje pochodzenia, między innymi w zakresie zasad weryfikacji wprowadzania energii do sieci lub dostarczania za pośrednictwem innych nośników oraz zasad raportowania i ewentualnej odpowiedzialności z tego tytułu.

Ad. 5
Konieczne jest dostosowanie rejestru gwarancji pochodzenia prowadzonego przez TGE do uwarunkowań RED II. Gwarancja pochodzenia może podlegać przeniesieniu na rzecz innego podmiotu w okresie dwunastu miesięcy od dnia zakończenia wytwarzania energii elektrycznej objętej wnioskiem o jej wydanie, przy czym jej umorzenie może nastąpić także w okresie kolejnych sześciu miesięcy. Konieczne jest uszczelnienie procesu przekazywania i zbierania danych dotyczących gwarancji pochodzenia wprowadzanych do obrotu na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz przenoszonych na rzecz innych podmiotów. Innym elementem jest nałożenie na podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia obowiązku publikacji rocznych bilansów dotyczących gwarancji podlegających transferom transgranicznym i bilansów dotyczących umorzonych gwarancji pochodzenia.

III.3. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE

Celem ustanowienia KPK OZE jest ułatwienie wszczęcia i prowadzenia postępowań dla wytwórców energii z OZE w zakresie wydawania pozwoleń i niektórych innych procedur administracyjnych oraz poprawa dostępu do porad związanych z prowadzonymi postępowaniami administracyjnymi.

Proponuje się, aby regulacja dotycząca KPK OZE została umieszczona w ustawie OZE.

Szczegółowe założenia planowanej ustawy w zakresie KPK OZE

1) Tworzy się jeden elektroniczny Krajowy Punkt Kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii, powiązany organizacyjnie z ministrem właściwym do spraw klimatu.
2) KPK OZE, jako punkt elektroniczny, będzie się znajdować na stronie internetowej z domeną gov.pl właściwą dla obsługi urzędu administracji rządowej kierowanego przez ministra właściwego do spraw klimatu. Takie usytuowanie KPK OZE ma za zadanie skorzystanie z funkcjonującej i popularnej strony internetowej dobrze pozycjonowanej w wyszukiwarkach internetowych. Co więcej, to rozwiązanie zapewnia bezpieczeństwo, iż wnioskodawcy korzystają z oficjalnego punktu, na którym są dodawane tylko wiarygodne i sprawdzone treści.
3) KPK OZE będzie stanowić platformę informacyjną dla wnioskodawców. Punkt ten powinien być postrzegany jako pierwszy punkt kontaktowy, w którym wnioskodawca może znaleźć informacje na temat tego, jakie pozwolenia są wymagane dla jego projektu i w jaki sposób te procedury są przeprowadzane, czyli np.:
   a) sposób załatwienia sprawy (listownie lub elektronicznie),
   b) podstawowe informacje, które powinien mieć wnioskodawca przed rozpoczęciem postępowania,
   c) warunki, które trzeba spełnić, aby przystąpić do danego postępowania,
   d) czas, w jakim należy załatwić sprawę,
   e) organ właściwy do realizacji sprawy (z możliwością wyszukania za pomocą wpisania nazwy miejscowości lub kodu pocztowego),
   f) opis czynności, jakie musi spełnić wnioskodawca krok po kroku,
   g) przedstawienie czynności wykonywanych przez organ wydający rozstrzygnięcie,
   h) koszt postępowania,
   i) czas trwania postępowania,
   j) odwołanie się od rozstrzygnięcia.
4) Informacje, o których mowa w ww. punkcie, mogą zostać zawarte bezpośrednio na stronie KPK OZE, jak również powyższa strona powinna za pomocą bezpośrednich linków przeprowadzić wnioskodawcę do konkretnej strony internetowej właściwego organu administracyjnego, który, ze względu na swoją właściwość, opisuje powyższe informacje w sposób bardziej szczegółowy. Zawarte na ww. stronach internetowych dane muszą być opisane w sposób dokładny i przejrzysty. Muszą również w sposób jednoznaczny wskazywać na organ merytoryczny właściwy w sprawie, do którego należy kierować pytania bardziej szczegółowe.
5) Za pomocą strony internetowej KPK OZE może świadczyć usługi, w ramach których wnioskodawca będzie mógł uzyskać odpowiedź na swoje ogólne zapytania, które dotyczą informacji zawartych na stronie. W przypadku pytań bardziej szczegółowych, które wychodzą poza zakres informacji zawartych na stronie internetowej, KPK OZE przekazuje te zapytania do właściwego organu merytorycznego z prośbą o przesłanie do KPK OZE odpowiedzi.
6) Na stronie internetowej KPK OZE zostanie udostępniony podręcznik procedur dla podmiotów realizujących projekty w zakresie produkcji energii odnawialnej ze szczególnym podziałem na mikroinstalacje OZE oraz instalacje o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW.
7) W ramach dodatkowych zadań KPK OZE może umożliwić dostęp do uzyskania przez wnioskodawców zindywidualizowanych porad dotyczących procedur.
8) Oszacowanie obciążenia strony internetowej oraz wskazanie ilości potencjalnych zainteresowanych informacjami znajdującymi się na stronie internetowej KPK OZE w podziale na 2 grupy docelowe:
   a) pierwszą grupą są prosumenci energii odnawialnej, grupa najliczniejsza, jednak nie wymagająca, jeżeli chodzi potrzebę uzyskania, informacji dotyczących procedur. W 2020 r. przyłączono do sieci ok. 300 tysięcy mikroinstalacji o mocy 2014,8 MW. Oznacza to, iż informacje zawarte na stronie KPK OZE dotyczące mikroinstalacji będą skierowane do 300 tysięcy osób rocznie, przy obecnej dynamice rozwoju sektora;
   b) drugą grupą są wytwórcy produkujący energię z instalacji OZE innych niż mikroinstalacje. Zgodnie z danymi Urzędu Regulacji Energetyki,wg stanu na dzień 31 grudnia 2019 r. takich instalacji było 2712. Z kolei wg stanu na dzień 31 grudnia 2020 r. ilość tych instalacji wynosiła 3240. Oznacza to, że w ciągu 2020 r. przyłączono do sieci 528 instalacji OZE, których każdorazowo łączna moc zainstalowana jest większa niż 50 kW.

III.4. Uproszczenie procedur administracyjnych

Aby spełnić obowiązki określone w RED II jest konieczne podjęcie działań umożliwiających przyspieszenie inwestycji w odnawialne źródła energii. W celu przyspieszenia inwestycji w OZE należy jednak usprawnić także procedurę przyjmowania gminnych dokumentów planistycznych, tj. studium oraz miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (MPZP), które mimo tego, że są rodzajem procesu politycznego, będącego emanacją samorządności społeczności lokalnej, to jednak w wielu przypadkach stanowią najdłuższy z etapów – bezpośrednio wpływających na

długość trwania procesu inwestycyjnego. W tym miejscu należy zaznaczyć, że w ramach administracji rządowej są prowadzone prace nad ograniczeniem długości i istniejącej dotychczas sekwencyjności przyjmowania studium oraz MPZP. Wyniki tych prac będą mieć także pozytywny wpływ na realizację projektów OZE. Modyfikacja planistycznej, a więc społeczno-politycznej fazy procedury administracyjnej – zmiany studium lub MPZP – jest tym istotniejsza, że wypis i wyrys z MPZP potwierdzający możliwość lokalizacji instalacji OZE w danej lokalizacji, jest obecnie elementem niezbędnym do uzyskania warunków przyłączenia i podpisania umowy o przyłączenie.

Prawo budowlane

Zgodnie przepisami prawa budowlanego roboty budowlane polegające na instalowaniu urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW wymagają decyzji o pozwoleniu na budowę. Granicą mocy zainstalowanej wymaganą przed RED II dla jak najszybszego procedowana jest wartość 150kW. Proponuje się zatem podniesienie przedmiotowego limitu do granicy 150 kW mocy.

Umowa sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii - PPA

Trwająca transformacja energetyczna w Unii Europejskiej zwiększyła popyt na energię elektryczną, wytwarzaną z OZE. Między innymi z tego powodu od pewnego czasu na rynkach energii popularność zyskują umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii określane jako tzw. umowy PPA.

Istota umów PPA sprowadza się do możliwości nabycia tej energii przez nabywcę (odbiorcę końcowego) bezpośrednio od jej wytwórcy, co powinno się przysłużyć obniżeniu kosztów działalności gospodarczej odbiorcy końcowego. Kontrakty tego typu są zawierane na stosunkowo długi okres, co niesie za sobą stabilność dostaw w długiej perspektywie czasowej, w tym w godzinach największego jej zapotrzebowania oraz stałe ceny energii po stronie wytwórcy jak i odbiorcy – niezależnie od wahań rynkowych. Z punktu widzenia wytwórców energii z OZE, korzyścią płynącą z zawarcia takich kontraktów PPA jest długotrwałe zabezpieczenie odbioru energii, co ma wpływ na stabilność prowadzenia biznesu. Z kolei stałe dochody wytwórców energii z OZE w długim okresie czasu przekładają się na zainteresowanie banków finansowaniem inwestycji w odnawialne źródła energii. Dla części odbiorców zasadniczym czynnikiem przesądzającym o zawarciu tego typu umów jest troska o wizerunek firmy jako tej, która przyczynia się do zmniejszenia emisji dwutlenku węgla.

Zgodnie z definicją zawartą w art. 2 pkt 17 dyrektywy 2018/2001, umowa zakupu odnawialnej energii elektrycznej oznacza umowę, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup odnawialnej energii elektrycznej bezpośrednio od producenta energii elektrycznej.

Celowym jest więc wprowadzenie zmian doprecyzowujących lub usprawniających realizację i funkcjonowanie instalacji odnawialnego źródła energii.

IV. System wsparcia umożliwiający modernizację instalacji OZE – Założenia systemu

1) System wsparcia modernizacji ma zastosowanie do instalacji OZE, których wiek przekracza 15 lat. Dla uproszczenia identyfikacji uprawnionych instalacji wsparcie jest adresowane do instalacji OZE po zakończeniu pierwotnego 15-letniego okresu wsparcia (w systemie świadectw pochodzenia lub aukcyjnym lub FiT/FiP).
2) Prawo do nowego wsparcia powinno móc być przyznawane jeszcze przed upływem pierwotnego okresu wsparcia, tak aby umożliwić terminową realizację niezbędnych inwestycji wydłużających cykl życia instalacji.
3) Wsparcie dotyczy kosztów modernizacji nie mniejszych niż 25% nakładów na nową referencyjną instalację OZE, w celu wyeliminowania wspierania napraw i usprawnień o mniejszej wartości, które powinny być finansowane z przychodów z działalności instalacji, bądź wsparcia operacyjnego.
4) Podjęcie decyzji inwestycyjnej (rozpoczęcie prac) powinno nastąpić po złożeniu wniosku/deklaracji o udzielenie wsparcia / przystąpienia do systemu. Rozpoczęcie prac w rozumieniu przepisów o pomocy publicznej to rozpoczęcie robót budowalnych związanych z inwestycją, pierwsze prawnie wiążące zobowiązanie do zamówienia urządzeń lub inne zobowiązanie, które sprawia, że inwestycja staje się nieodwracalna – zależnie od tego, co nastąpi wcześniej.
5) Modernizowane instalacje OZE będą konkurować o wsparcie z instalacjami nowymi (m.in. uczestniczyć w tych samych koszykach aukcyjnych). Pozwoli to na zapewnienie odpowiedniej podaży projektów w wybranych koszykach, a tym samym skuteczne rozstrzyganie ogłoszonych aukcji.
6) Od instalacji planujących uczestnictwo w aukcji i modernizację dającą prawo uczestnictwa w systemie wsparcia dla instalacji zmodernizowanych wymagana jest parametrów instalacji, dotyczących wytwarzania energii z OZE.
7) W celu zapewnienia spójności w zakresie funkcjonujących w Polsce systemów wsparcia podobnych inwestycji oraz usprawnienia procesu uzyskania zgody Komisji Europejskiej na wdrożenie proponowanego rozwiązania, system wsparcia modernizacji instalacji OZE będzie wzorowany na zaakceptowanych przez Komisję Europejską (Decyzja Komisji z dnia 15 kwietnia 2019 r. w sprawie SA.51192 (2019/N) – Poland – CHP suport) na zasadach działania systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji, ustanowionych ustawą z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.
8) Zakłada się, że wsparcie udzielone instalacjom zmodernizowanym wyniesie maksymalnie 15 lat.

9) System przeznaczony jest dla instalacji OZE wykorzystujących biogaz w różnej formie, hydroenergię, biomasę w dedykowanych instalacjach spalania biomasy oraz układach hybrydowych, dedykowanych instalacjach spalania wielopaliwowego oraz w instalacjach termicznego przekształcania odpadów w przypadku instalacji o mocy większej niż 1 MW. W zależności od mocy zainstalowanej wsparcie będzie udzielane w formie:

   a) taryfy gwarantowanej w ramach istniejącego systemu FIT (o mocy mniejszej niż 500 kW),
   b) dopłat do rynkowej ceny energii elektrycznej, w ramach istniejącego systemu FIP (o mocy nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW),
   c) systemu aukcyjnego (dla większych instalacji OZE).

Ze względu na specyfikę technologii wiatrowej i fotowoltaiki brak jest technicznego uzasadnienia dla przeprowadzania modernizacji (potrzeba modernizacji instalacji zwykle oznacza konieczność kompleksowej wymiany wszystkich jej elementów) – powinny one być wyłączone z instrumentu wsparcia modernizacji i traktowane jako nowe instalacje.

W celu odzwierciedlenia wysiłku inwestycyjnego i jego wpływu na dalsze funkcjonowanie instalacji OZE zostały wyodrębnione dwie kategorie inwestycji modernizacyjnych:
1) modernizacja – o nakładach inwestycyjnych nie mniejszych niż 25% i nie większych niż 50% kosztów budowy nowej referencyjnej instalacji OZE;
2) modernizacja – o nakładach inwestycyjnych większych niż 50% kosztów budowy nowej referencyjnej instalacji OZE.

Korekta wsparcia w zależności od wysokości poniesionych nakładów modernizacji (w odniesieniu do kosztów nowej referencyjnej instalacji OZE)		
Poziom poniesionych nakładów inwestycyjnych	**Okres wsparcia**	**Wysokość wsparcia**
Nie mniejszy niż 25% – nie większy niż 33%	5 lat	Pełna cena sprzedaży lub stała cena zakupu (z uwzględnieniem art. 70e ust. 1 pkt 1 i 2).
Większy niż 33% – nie większy niż 40%	6 lat	
Większy niż 40% – nie większy niż 50%	7 lat	
Większy niż 50% – nie większy niż 100%	15 lat	Poziom wsparcia obliczony jako iloczyn udziału nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji większym niż 9,5 i nie większym niż 1 oraz ceny referencyjnej (z uwzględnieniem art. 70e ust. 1 pkt 1 i 2) albo ceny z oferty aukcyjnej.

V. System wsparcia operacyjnego umożliwiający pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu dotychczasowego okresu wsparcia

W celu umożliwienia pokrycia uzasadnionych kosztów operacyjnych dla elektrowni wodnych, biomasowych, biogazowych i instalacji termicznego przekształcania odpadów oraz w przedziałach mocowych uzasadniających dodatkowe różnicowanie poziomu wsparcia w ramach tych technologii, które po zakończeniu dotychczasowego, pierwotnego wsparcia (w postaci świadectw pochodzenia lub prawa do korzystania z systemu FiT/FiP lub systemu aukcyjnego), są utrzymane w stanie technicznym umożliwiającym ich dalszą eksploatację przez kolejne 10 lat, jest niezbędne ustanowienie nowego, dedykowanego tym instalacjom systemu wsparcia operacyjnego, zapewniającego rentowność produkcji energii, przez pokrycie różnicy między kosztami operacyjnymi a przychodami ze sprzedaży energii po cenie rynkowej (premia).

Założenia systemu wsparcia operacyjnego umożliwiającego pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu dotychczasowego, pierwotnego okresu wsparcia:
1) wsparcie nie może być łączone dla tego samego okresu z innym wsparciem operacyjnym (np. rynek mocy, wsparcie dla wysokosprawnej kogeneracji);
2) wsparcie może być łączone ze wsparciem inwestycyjnym (np. dotacje i pożyczki NFOŚiGW) i nie podlega regule kumulacji (wysokość wsparcia operacyjnego nie jest kalkulowana z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych, dlatego nie zaistnieje sytuacja podwójnego finansowania tych samych kosztów z obu instrumentów);
3) poziom wsparcia jest określany dla elektrowni wodnych, biomasowych i biogazowych oraz w przedziałach mocowych uzasadniających dodatkowe różnicowanie poziomu wsparcia w ramach tych technologii. W przypadku instalacji

większych niż 1 MW w wsparcie przysługuje również dedykowanym instalacjom spalania wielopaliwowego, układom hybrydowym oraz instalacjom termicznego przekształcania odpadów.

Z przeprowadzonych kalkulacji ekonomicznych wynika, że technologie te, po zakończeniu okresu amortyzacji instalacji, nadal mogą wymagać wsparcia przeznaczonego na pokrycie różnicy między kosztami operacyjnymi a przychodami ze sprzedaży energii po cenie rynkowej. Wysokie koszty wiążą się z koniecznością, w zależności od technologii, zakupu substratu, paliwa czy uiszczenia wysokich opłat i kosztów związanych z użytkowaniem stopnia wodnego.

Instalacje OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW

System wsparcia operacyjnego ma w założeniu wspierać wytwórców w sposób analogiczny do systemów istniejących, a także do systemu wsparcia modernizacji. Dlatego też dla instalacji o mocy nie większej niż 1 MW wsparcie będzie udzielane na zasadzie dopłat do ceny rynkowej.

Cechy operacyjnego systemu wsparcia na zasadzie dopłat do ceny rynkowej:

1) wsparcie może być udzielane na 10 lat; wysokość wsparcia – inaczej niż w systemach FIT, FIP i aukcyjnym dla instalacji nowych oraz zmodernizowanych – nie jest gwarantowana dla całego okresu na poziomie, przy którym instalacja wchodzi do systemu. Wsparcie zależy bowiem od ceny energii na rynku, a cena referencyjna może być zmieniana raz w roku po analizie kosztów wykonywanej odrębnie dla technologii oraz przedziałów mocowych. Ze względu na obowiązek przeprowadzenia analizy i możliwość zmiany ceny referencyjnej nie jest ona waloryzowana o wskaźnik inflacji;
2) faktyczna i zindywidualizowana różnica między poziomem kosztów a ceną rynkową energii dla konkretnej instalacji nie jest weryfikowana;
3) minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, do dnia 30 września każdego roku, referencyjną cenę operacyjną w złotych za 1 MWh, odrębnie dla instalacji OZE, w których stosuje się poszczególne rodzaje odnawialnych źródeł energii oraz w przedziałach mocy, po wcześniejszej analizie kosztów operacyjnych dla poszczególnych typów instalacji, ceny rynkowej i relacji wzajemnej tych parametrów;
4) przy określaniu wartości ceny referencyjnej minister właściwy do spraw klimatu bierze pod uwagę koszty operacyjne wytwarzania energii elektrycznej z OZE w poszczególnych technologiach objętych systemem wsparcia.

Instalacje OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW

Z art. 4 ust. 4 RED II wynika obowiązek udzielania wsparcia w drodze konkurencyjnej procedury aukcyjnej. RED II przewiduje odstępstwo od tego obowiązku jedynie w odniesieniu do małych instalacji i projektów demonstracyjnych. Dlatego wsparcie dla tych instalacji przewiduje odrębne aukcje na wsparcie operacyjne. Podobnie jak w istniejącym systemie aukcyjnym, aukcje na wsparcie operacyjne będą przeprowadzane dla koszyków technologicznych uwzględniających instalacje OZE wykorzystujące biogaz w różnej formie, hydroenergię, biomasę, dedykowane instalacje spalania biomasy, dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, układy hybrydowe oraz instalacje termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji. Wytwórcy przez wygraną w aukcji na wsparcie operacyjne ustalają poziom wsparcia na kolejny rok kalendarzowy. Przyznanie wsparcia w kolejnym roku wiąże się z udziałem w kolejnej aukcji na wsparcie operacyjne.

Pomoc publiczna

Wsparcie przewidziane w ramach każdego z dwóch powyższych mechanizmów (modernizacji oraz wsparcia operacyjnego) stanowi pomoc publiczną, podlega więc notyfikacji i ocenie Komisji Europejskiej pod kątem zgodności z warunkami dopuszczalności tej pomocy określonymi w przepisach unijnych i nie będzie mogło być udzielone przed udzieleniem formalnej zgody.

VI. Hybrydowe instalacje OZE

Zaproponowane zmiany definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii w art. 2 pkt 11a ustawy OZE są efektem uwzględnienia przy definiowaniu hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii funkcjonujących rozwiązań technologicznych.

Analiza i koncepcja dotycząca hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii były szeroko konsultowane z branżą OZE oraz krajowym operatorem przesyłu energii – PSE i spółkami zajmującymi się dystrybucją energii – OSD w lutym i marcu 2021 r. Efektem tych konsultacji jest zaproponowana zmiana definicji oparta na poniższych elementach:

1) stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej w ciągu roku stanowi stosunek 1 MWh wytworzonej energii elektrycznej do 1MW mocy przyłączeniowej, przyłączonych do sieci elektroenergetycznej w jednym miejscu przyłączenia, wytwarzający energię elektryczną w tych urządzeniach wyłącznie z odnawialnych źródeł energii;
2) urządzenia różnią się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej;
3) żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu;
4) wyprowadzenie mocy z urządzeń wchodzących w skład tego zespołu do sieci elektroenergetycznej następuje przez urządzenie łączące ten zespół z siecią elektroenergetyczną, służące do transformacji energii do warunków niezbędnych do jej wprowadzenia do tej sieci;

5) zespół ten obejmuje magazyn energii służący do magazynowania energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu, przy czym udział energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii elektrycznej w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej wynosi nie mniej niż 5% na rok, do czego nie wlicza się energii odnawialnej pobranej z sieci i potwierdzonej gwarancją pochodzenia.

Co istotne, instalacje hybrydowe uczestniczące w aukcjach powinny charakteryzować się stopniem wykorzystania mocy nie mniejszym niż 5256 MWh/MW/rok. Hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii będzie musiała również spełniać wymóg udziału energii pochodzącej z urządzeń wchodzących w jej skład i wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii elektrycznej w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej.

Podniesienie stopnia wykorzystania mocy przyłączeniowej do poziomu wyższego niż 5256 MWh/MW/rok, co odpowiada minimum 60% czasu w ciągu roku wykorzystania tej mocy, zapewni skokowe zwiększenie efektywności wykorzystania przez źródła OZE obecnych możliwości przesyłowych sieci OSD. Dzięki temu zostaną wygenerowane znaczące (wielomiliardowe) oszczędności w obszarze rozbudowy sieci elektroenergetycznych. Badania przeprowadzono na przykładowej instalacji połączonych ze sobą jednostek wytwórczych (instalacji fotowoltaicznej o mocy 8 MW i farmy wiatrowej o mocy 2MW) pozwalającej osiągnąć poziom co najmniej o wartości 5256 MWh/MW/rok, to jest 60% czasu w okresie całego roku.

Wprowadzenie obowiązku posiadania przez hybrydową instalację odnawialnego źródła energii magazynu energii zagwarantuje istotne korzyści wynikające z bieżącej eksploatacji sieci dystrybucyjnej i pozwoli na uniknięcie istotnych wydatków na jej rozbudowę, których poniesienie byłoby konieczne. Pozwoli to też na łatwiejsze bilansowanie energii wytworzonej w tym zespole.

Projektowane zmiany będą miały istotny wpływ na rozwój sektora magazynowania energii, co sprzyja stałemu rozwojowi tej technologii, w efekcie czego należy się spodziewać wzrostu efektywności magazynów energii. W szerszej perspektywie rozwój tej technologii ma wpływ nie tylko na duże instalacje odnawialnego źródła energii. Zakłada się, iż tańsza i bardziej efektywna technologia magazynowania energii to szansa na zwiększenie poziomu autokonsumpcji energii odnawialnej.

Ponadto, w definicji mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła przewiduje się urządzenie określające łączną moc znamionową czynną w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii. Pozwoli to na uniknięcie wątpliwości związanych ze stosowaniem przepisów w odniesieniu do hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii.

Proponowane rozwiązanie nie determinuje charakteru i technologii zastosowanego magazynu energii, ani technologii instalacji OZE. Daje to możliwość inwestorom elastycznego podejścia i swobodnego kształtowania konfiguracji instalacji hybrydowej w oparciu o własne założenia. Niemniej jednak, magazyn energii pozostaje jedynym rozwiązaniem stabilizującym OZE. W tym zakresie jest istotne wykorzystanie magazynu energii, jako jedynej dostępnej dzisiaj technologii, która zapewnia wprowadzenie energii elektrycznej do sieci w momencie braku generacji przez PV i elektrownię wiatrową. Wraz z rosnącą rolą źródeł wiatrowych i słonecznych w KSE są konieczne działania na rzecz stabilizacji systemu elektroenergetycznego. Obowiązkowe wykorzystanie magazynu w hybrydowej instalacji OZE jest działaniem w tym kierunku. Pozwala na zdecydowaną stabilizację i spłaszczenie konturu mocy oddawanej przez instalacje OZE do sieci OSD oraz znaczne zmniejszenie oddziaływań harmonicznych na ich otoczenie.

Wpisanie obowiązku włączenia magazynu energii do definicji instalacji hybrydowej będzie silnym bodźcem rozwoju dla rynku magazynów energii, które dotąd nie mają dedykowanej regulacji i systemu wsparcia, pozwalających na większy udział w KSE. Energia zgromadzona w magazynie ma pozwolić zaspokoić potrzeby operatora sieci w momentach, kiedy moc ze źródeł odnawialnych będzie na tyle niska, że będzie jej brakowało w krótkich okresach czasu. Duża dynamika pracy magazynu energii pozwoli na szybkie dostarczenie brakującej mocy i pomoże skutecznie opanować trudną sytuację z rozpływami mocy w sieci. Magazyn energii nie tylko może służyć do interwencyjnych działań na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci operatorskiej, ale może brać udział również w innych działaniach sieciowych, np. do regulacji mocy biernej.

Wprowadzenie proponowanych przepisów nie będzie miało wpływu na ceny energii dla odbiorców końcowych. Dopiero po pozytywnej ocenie tych rozwiązań przez Komisję Europejską, będą przygotowane rozporządzenia wykonawcze wskazujące poziom ceny referencyjnej oraz oczekiwany wolumen, będący przedmiotem aukcji, i dopiero wtedy będzie można poznać ich wpływ na ceny energii. Konieczne jest jednak podkreślenie, że dzisiaj jedną z największych barier dla rozwoju OZE jest brak dostępnych mocy przyłączeniowych. Potrzebne są działania umożliwiające współkorzystanie z przyłącza przez różne technologie, przy zwiększeniu stopnia wykorzystania tego przyłącza i dyspozycyjności wprowadzanej mocy. Temu ma służyć hybrydowa instalacja OZE.

VII. Pozostałe regulacje

Zmiany w przepisach dot. systemów wsparcia OZE

Umożliwienie wytwórcom OZE w instalacjach o mocy poniżej 500 kW wyboru sprzedaży energii do sprzedawcy zobowiązanego lub do dowolnego podmiotu w ramach systemu aukcyjnego

Proponuje się zmianę przepisów ustawy OZE umożliwiającą ww. wytwórcy wybór sprzedaży energii do sprzedawcy zobowiązanego albo do dowolnego podmiotu (w tym drugim przypadku wraz z prawem do rozliczania ujemnego salda). W opinii resortu klimatu propozycja będzie korzystna dla wytwórców, przyczyniając się jednocześnie do profesjonalizacji podmiotów OZE uczestniczących w konkurencyjnym rynku sprzedaży energii.

Doprecyzowanie sposobu wyznaczania wysokości kary w związku ze sprzedażą energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości energii określonej w ofercie

W opinii resortu klimatu zmienna „Cs" występująca we wzorze określonym w art. 170 ust. 6 ustawy OZE powinna być rozumiana jako cena skorygowana wyrażona w zł za MWh, stanowiąca cenę zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 92 ust. 1 ustawy OZE, lub podstawę wypłaty ujemnego salda obliczonego zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3 tej ustawy w wysokości obowiązującej wytwórcę w ostatnim dniu okresu rozliczeniowego, o którym mowa w art. 83 ust. 2.

Jednocześnie podkreśla się, że do obliczania kary jest konieczne uwzględnienie waloryzacji występującej we wzorze ceny zakupu energii elektrycznej średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego. Powyższy mechanizm wydaje się właściwy i poprawny z punktu widzenia adekwatności ustalonej kary względem faktycznego poziomu korzyści uzyskiwanych z mechanizmu wsparcia (jeżeli cena ofertowa została skorygowana w dół w wyniku otrzymania przez beneficjenta pomocy inwestycyjnej to nadmiarowym byłoby nie uwzględnianie tego faktu w trakcie obliczania kary za brak realizacji obowiązku wolumenowego). Identyczna zasada powinna mieć miejsce w przypadku, gdy po kilku/kilkunastoletnim okresie, wsparcie jest rozliczane po cenie zwaloryzowanej – zupełnie innej (zwykle istotnie wyższej) od ceny ofertowej, co oznacza, że wówczas kara za brak realizacji obowiązku powinna być proporcjonalnie wyższa.

Trzeba ponadto podkreślić, że brak uwzględniania korekty lub waloryzacji przedmiotowej ceny spowodowałby utratę funkcji prewencyjnej środka wskazanego w art. 170 ust. 6 ustawy OZE. Należy bowiem pamiętać, że mechanizm aukcyjny funkcjonuje w oparciu o finansowanie ze środków publicznych, w związku z czym ich dysponowanie musi podlegać określonym regułom i relacjom, w szczególności w przypadku braku realizacji podjętych zobowiązań. Szczególnego znaczenia nabrało to w aktualnej, nadzwyczajnej sytuacji inflacyjnej.

Wprowadzenie przesłanek do uznania pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego lub jej pierwszego wytworzenia w ramach systemów FiT/FiP za dokonane, w przypadkach przekroczenia ustawowych terminów z przyczyn niezawinionych przez wytwórców

Zgodnie z art. 83 ust. 3c ustawy OZE instalacja OZE, dla której nie zostało spełnione zobowiązanie, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, z uwzględnieniem przedłużenia terminu, o którym mowa w art. 79a ust. 1, może ponownie zostać objęta ofertą w aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii dopiero po upływie 3 lat, licząc od dnia, w którym zobowiązanie stało się wymagalne.

W przypadku niezawinionego przez wytwórcę uchybienia terminu na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym powyższa sankcja może być zbyt surowa. W przypadkach jak powyższe, wytwórcy, którzy ponieśli wysokie koszty inwestycji i spełnili wszystkie warunki do tego, aby otrzymywać wsparcie OZE, poza zachowaniem terminu sprzedaży po raz pierwszy, określonego w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE, bez swojej winy, zostaliby pozbawieni wsparcia OZE na co najmniej 3 lata. W związku tym, proponuje się wprowadzenie przepisu, który pozwoli zapobiec takim przypadkom, wskazując przesłanki uzasadniające wyjątkowe traktowanie określonych przypadków uchybienia terminu na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym.

Dla przypadku naruszenia terminu określonego w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE lub terminu, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d, z przyczyn ekstraordynaryjnych i niezawinionych przez wytwórcę, tj. w szczególności w sytuacji awarii instalacji, awarii przyłącza lub linii kablowych, przy jednoczesnym bezwzględnym spełnieniu wszystkich warunków formalnych do rozpoczęcia korzystania z aukcyjnego systemu wsparcia OZE lub systemu FiT/FiP, w postaci uzyskania koncesji, wpisu do rejestru RMIOZE albo wpisu do rejestru wytwórców biogazu rolniczego oraz wykazania pierwszego wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej potwierdzonego przez OSD przed upływem tego terminu, proponuje się wprowadzenie możliwości zakwalifikowania pierwszej sprzedaży energii elektrycznej albo jej wytworzenia (w przypadku systemu FiT/FiP) po ustaniu skutków ww. niezawinionych przez wytwórcę wydarzeń, jako dokonanej w terminie ustawowym, przy czym za datę rozpoczęcia okresu wsparcia należałoby przyjąć datę uzyskania koncesji, wpisu do rejestru MIOZE albo wpisu do rejestru wytwórców biogazu rolniczego.

Spółdzielnie energetyczne

W zakresie spółdzielni energetycznych, zmiana art. 2 pkt 33a ma na celu doprecyzowanie, że przedmiotem działalności spółdzielni energetycznej może być wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła, biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii, a następnie obrót nimi lub ich magazynowanie wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków. Aktualne brzmienie przepisów nie odnosi się do obrotu i magazynowania energii, co jest podstawą wątpliwości wyrażanych w doktrynie i praktyce funkcjonowania spółdzielni energetycznych.

W art. 38c ust. 1a zaproponowano zredefiniowanie pojęcia członka spółdzielni energetycznej na potrzeby mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii. Aktualnie za członka spółdzielni energetycznej, w myśl art. 38c ust. 1a, uważa się podmiot, którego instalacja jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej. Z uwagi na fakt rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii jest konieczne rozszerzenie tego pojęcia.

Konsekwencją zaproponowanej zmiany definicyjnej w art. 2 pkt 33a oraz art. 38c ust. 1a jest także propozycja modyfikacji określenia obszaru działania spółdzielni energetycznej. W myśl projektowanej regulacji obszar ten będzie wyznaczany, na zasadzie alternatywy łącznej, w oparciu o trzy kryteria lokalizacyjne. Obszar działania spółdzielni energetycznej będzie ustalany na podstawie wskazanych przez spółdzielnię energetyczną punktów poboru energii wytwórców i odbiorców energii elektrycznej, będących członkami tej spółdzielni energetycznej, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub miejsc przyłączenia do sieci ciepłowniczej wytwórców i odbiorców ciepła, będących członkami tej spółdzielni energetycznej, lub miejsc przyłączenia do sieci dystrybucyjnej gazowej wytwórców i odbiorców, będących członkami tej spółdzielni energetycznej, lub miejsc wytwarzania oraz zużycia biogazu lub biogazu rolniczego, lub biometanu ze źródeł odnawialnych.

Proponowana w art. 38c ust. 8 zmiana ma charakter techniczny i doprecyzowujący. Uszczegóławia, że okresem rozliczeniowym wobec energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej jest miesiąc kalendarzowy.

Proponowane uchylenie art. 38d i dodanie art. 38da doprecyzowuje problematykę zawierania umów kompleksowych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na obszarze którego zamierza rozpocząć działanie lub działa spółdzielnia energetyczna, oraz nakłada na OSD obowiązki wobec spółdzielni energetycznej i jej członków.

Projektowane uchylenie zawartego w art. 38e w ust. 1 pkt 2 ograniczenia dotyczącego liczby członków odwołuje się do istoty spółdzielni jako podmiotu będącego dobrowolnym zrzeszeniem nieograniczonej liczby osób. Choć funkcjonujące w Polsce społeczności energetyczne nie wykazują, aby bariera ta miała charakter nadrzędny, to doświadczenia innych państw członkowskich pozwalają przyjąć, że zniesienie tego limitu może przyczynić się pozytywnie do rozwoju energetyki rozproszonej.

Proponowana zmiana w art. 38e ust. 2 doprecyzowuje przepis, zgodnie z którym łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 10 MW, a ich sprawność wytwarzania energii elektrycznej umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków.

W proponowanym art. 38m doprecyzowano przepis, zgodnie z którym spółdzielnia energetyczna z dniem zamieszczenia danych spółdzielni energetycznej w wykazie spółdzielni energetycznej jest zobowiązana do prowadzenia wymaganej dokumentacji oraz przekazywania sprawozdań rocznych do Dyrektora Generalnego KOWR.

Proponowana zmiana art. 38l uzupełnia przepis umożliwiający Dyrektorowi Generalnemu KOWR, przed wydaniem decyzji o wykreśleniu z wykazu spółdzielni energetycznej, wezwanie i wyznaczenie spółdzielni energetycznej terminu do usunięcia naruszeń. Jednocześnie wskazano, że wydana decyzja o wykreśleniu z wykazu spółdzielni energetycznej podlega natychmiastowemu wykonaniu, a Dyrektor Generalny KOWR przekazuje tą decyzję, właściwemu dla danej spółdzielni energetycznej sprzedawcy energii.

Zmiana art. 40, przez dodanie ust. 1ac, określa jednoznacznie sposób realizacji obowiązku rozliczenia sprzedawcy zobowiązanego w rozumieniu art. 40 ust. 1 w przypadku spółdzielni energetycznej. Proponuje się, aby było to dokonywane na podstawie umowy kompleksowej zawieranej z każdym członkiem danej spółdzielni energetycznej oraz spółdzielnią energetyczną, z uwzględnieniem odpowiednich ilości energii elektrycznej wytworzonej przez spółdzielnię energetyczną lub jej członków. Zmiana ta koresponduje z uchyleniem art. 38d i dodaniem art. 38da i zapewnia spójność przepisów.

<u>Prosument lokatorski</u>

W zakresie prosumenta lokatorskiego, wprowadzenie fakultatywnej opcji zmiany wynagrodzenia za energię dla prosumenta energii odnawialnej produkującego energię na potrzeby części wspólnej budynku wielolokalowego (tzw. prosument lokatorski) jest drobną i prostą zmianą w przepisach dotyczących prosumenta energii odnawialnej (prosumenta indywidualnego), która dedykowana będzie jedynie prosumentom energii odnawialnej wytwarzającym energię na potrzeby części wspólnej budynku wielolokalowego (np. wspólnotom mieszkaniowym, spółdzielniom mieszkaniowym). Polega ona na możliwości zmiany formy wynagrodzenia za energię. Jeżeli prosumentem energii odnawialnej będzie prosument indywidualny, który wytwarza energię na potrzeby części wspólnej budynku wielolokalowego, będzie miał on opcję

zmiany formy wynagrodzenia z obniżenia rachunku za energię elektryczną za pomocą konta prosumenckiego na wypłatę wartości energii na wskazany przez siebie rachunek bankowy. Środki depozytu prosumenckiego przeznacza się wyłącznie na rozliczenie zobowiązań prosumenta energii odnawialnej z tytułu zakupu energii elektrycznej lub na obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku lub innych budynkach o przeważającej funkcji mieszkalnej, których części wspólne są zarządzane przez tego prosumenta energii odnawialnej. W przypadku prosumenta lokatorskiego możliwe będzie jedynie wytwarzanie energii elektrycznej w mikroinstalacji, a więc instalacji o mocy nie większej niż 50 kW.

Zmiany w zakresie morskiej energetyki wiatrowej

Zwiększenie wolumenu mocy zakontraktowanej w aukcjach 2025–2031 w morskich farmach wiatrowych.

Zgodnie z założeniami maksymalna łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w kolejnych latach kalendarzowych, wynosi w:
1) 2025 r. – 4 GW;
2) 2027 r. – 4 GW;
3) 2029 r. – 2 GW;
4) 2031 r. – 2 GW.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

I. Wykorzystanie biogazu/biometanu w Unii Europejskiej

Wykorzystanie biogazu/biometanu w krajach UE wzrosło w ostatnich latach do poziomu ok. 2,5 mln ktoe, podczas gdy jeszcze w 2009 r. było na poziomie ok. 1,06 mln ktoe.

Tabela 1: Zużycia biogazu/biometanu w krajach Unii Europejskiej (UE) w latach 2014–2018.

	2014	2015	2016	2017	2018
Zużycie biogazu ogółem – kraje UE [ktoe]	2 197	2 327	2 497	2 573	2 513
Dynamika r/r [%]		5,9%	7,3%	3,1%	-2,3%

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska na podstawie danych ARE.

Jednak aktualnie nadal większość biogazu, nawet po oczyszczeniu do jakości biometanu oraz zatłoczeniu do sieci gazowej, trafia do sektora elektroenergetyki (2018 r. – 93,9%). W poszczególnych krajach UE istnieją duże różnice w zakresie rozwoju i wykorzystania biogazu i biometanu, co jest przede wszystkim wynikiem zastosowania zróżnicowanych krajowych strategii oraz, co szczególnie istotne w przypadku biometanu, struktury funkcjonującej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej gazu ziemnego.

Liderem produkcji biometanu w Unii Europejskiej jest Francja, na terenie której znajduje się 337 spośród wszystkich unijnych 1007 instalacji oczyszczających biogaz do jakości biometanu (Annual Statistical Report of the European Biogas Association, 2020), z których większość jest przyłączona do sieci gazowych. Pozostali liderzy to: Niemcy (242), Wielka Brytania (98) i Szwecja (71).

Jeżeli chodzi o wykorzystanie biogazu lub biometanu do celów transportowych, to wynosi ono obecnie w UE zaledwie 6,1% zużycia biogazu/biometanu ogółem, ponieważ jak wskazano powyżej, paliwo to jest wykorzystywane przede wszystkim w elektroenergetyce. Liderami w zakresie wykorzystania do celów transportowych są: Szwecja (113 mln m^3), Niemcy (35 mln m^3) i Norwegia (10 mln m^3). Natomiast największy europejski rynek konsumpcji gazu ziemnego CNG – Włochy (1,4 mld m^3 CNG rocznie wykorzystywanego do napędu ok. 972 tys. aut, źródło: https://www.eafo.eu/countries/italy/1739/summary) systematycznie rozwijają potencjał tego sektora wykorzystując do tego celu program pomocowy nr SA.48424 (2017/N) – Italy – Support scheme for the production and distribution of advanced biomethane and other advanced biofuels for use in the transport sector (decyzja KE z dnia 1 marca 2018 r.).

W Szwecji aż 80,3% biogazu (tj. 118,47 ktoe w 2018 r.) jest zużywane w transporcie, co stanowi ok. 10% wartości całego celu OZE w transporcie. Odnawialne paliwo gazowe jest wykorzystywanego przede wszystkim w transporcie zbiorowym, tj. komunikacji miejskiej. Model szwedzki bazuje na bezpośrednim wykorzystaniu biogazu, z którego korzysta ponad trzydzieści szwedzkich miast (http://scandinavianbiogas.com/en/about-biogas/) napędzając autobusy miejskie i pojazdy komunalne biogazem, bez konieczności zatłaczania go do sieci dystrybucyjnych, często wykorzystując do tego celu specjalnie przygotowane gazociągi łączące instalacje wytwarzania biogazu ze stacjami tankowania ulokowanymi na terenie zakładów taboru miejskiego. Natomiast w Niemczech, będących największym producentem europejskiego biogazu (53,6% udział w europejskiej konsumpcji biogazu ogółem), na cele transportu jest wykorzystywane zaledwie 2,5% biogazu zużytego w tym kraju.

Jednocześnie, z uwagi na postęp głównie w odniesieniu do metod oczyszczania i spadku kosztów z tym związanych, coraz częściej w UE jest rozważane zatłaczanie biometanu do sieci, jak też wykorzystanie tego paliwa na cele transportowe. Sprzyjać takiemu podejściu będą w kolejnych latach przede wszystkim przepisy dyrektywy RED II, które wprowadzają ograniczenie ilościowe dla paliw z biomasy wytwarzanych z roślin spożywczych i pastewnych oraz wymóg uzyskania

minimalnego poziomu biopaliw i biogazu (biometanu) wytworzonego z surowców wskazanych w części A załącznika IX do dyrektywy RED II.

Wykorzystanie biometanu do napędu pojazdów samochodowych

Projekt ustawy zakłada wprowadzenie formalnych procedur umożliwiających wytwarzanie biometanu, który może być wykorzystywany bezpośrednio do napędu silników spalinowych dostosowanych do tego rodzaju paliwa. Stosowanie zarówno CNG i LNG, jak również bioCNG i bioLNG wciąż ma duże perspektywy w UE, choć rozwój tego sektora jest ograniczony z uwagi na dostępność pojazdów dostosowanych do tego paliwa gazowego.

Na terenie UE liczba użytkowanych pojazdów CNG jest wciąż stosunkowo niewielka (www.eafo.eu), wynosi zaledwie ok. 1,197 mln aut osobowych na 269,060 mln wszystkich pojazdów osobowych. W 2019 r. w całej UE zarejestrowano 90 tys.[1] pojazdów CNG (https://cng-lng.pl/wiadomosci/W-2019-r.-w-UE-przybylo-blisko-90-tys.-pojazdow-CNG-i-LNG,wiadomosc,9895.html), w tym 70 tys. samochodów osobowych, spośród których we Włoszech zarejestrowano aż 55%, w Niemczech – ok. 11% i po ok. 8% w Hiszpanii i Szwecji.

Programy pomocowe

W krajach UE rozwój sektora biogazu/biometanu jest stymulowany dzięki aktywnemu zaangażowaniu instrumentów pomocy państwa, udzielanych w oparciu o postanowienia komunikatu Komisji Europejskiej – „Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020". Ponieważ ww. wytyczne określają jedynie ogólne zasady ustalania wysokości pomocy w sektorze biogazu lub biometanu, państwa członkowskie mogą zatem stosować różnego rodzaju mechanizmy wsparcia, w ramach których kształtują wartość uzyskiwanej pomocy w granicach wynikających z ww. postanowień. Tym samym w Europie ukształtowało się kilka modelowych rozwiązań w tym zakresie, które łączy konieczność spełnienia przesłanek zgodności pomocy z rynkiem wewnętrznym, określonych w wytycznych ogólnie dla każdej pomocy na wspieranie energii z OZE.

Najpopularniejszym z mechanizmów wsparcia jest udzielanie pomocy operacyjnej dla wytwarzania biometanu przede wszystkim w formie taryfy lub premii gwarantowanej, natomiast rzadziej w oparciu o zachęty podatkowe (np. system ulg akcyzowych obowiązujący w Szwecji). Poziom wsparcia jest również zróżnicowany i kształtuje się od kilkunastu do ponad 100 Euro/MWh.

W niektórych modelach wsparcia największy poziom pomocy uzyskuje się w przypadku wykorzystania do produkcji biometanu surowców określonych w części A załącznika IX do dyrektywy RED II. Przykładem takiego rozwiązania może być włoski system wsparcia biometanu, realizowany na podstawie ww. decyzji KE nr SA.48424 (2017/N), który jest w całości skierowany do sektora transportu. W ramach tego program pomocowego wytwórca biometanu może otrzymać stałą premię (niezależnie od ceny sprzedanego na rynku gazu) w wartości 375 euro za każde 5Gcal wytworzonej energii w przypadku biometanu z surowców określonych w części A zał. IX do dyrektywy RED II. W przypadku wykorzystania surowców spoza ww. załącznika – ta sama premia przysługuje w przypadku wprowadzenia do sieci biometanu o wartości 10Gcal (zatem jest o połowę mniejsza).

W niektórych krajach występuje więcej niż jeden model wsparcia, które mogą się wzajemnie uzupełniać, jednak najczęściej są zróżnicowane w zależności od końcowego zastosowania biometanu. Przykładem systemowego podejścia do kwestii pomocowych mogą być rozwiązania przyjęte w Danii, która notyfikowała dwa programy pomocowe (cz. A i cz. B) w latach 2013–2015. Pierwszy program pomocowy przyjęty na podstawie decyzji Komisji z dnia 14 listopada 2013 r., nr SA.35485 (2012/N) – Denmark – Aid for all forms of biogas use – A, obejmował m.in. wsparcie na uzdatnianie biogazu do parametrów odpowiadających biometanowni. Łączny budżet wsparcia na lata 2013–2020 wynosi 400 mln DKK i pochodzi w części z opłat ponoszonych przez odbiorców gazu i energii. Pomoc jest wypłacana przez duńskiego operatora systemu przesyłowego natomiast beneficjentami pomocy mogą być wyłącznie małe i średnie przedsiębiorstwa.
Drugi program pomocowy zatwierdzony decyzją Komisji z dnia 16 grudnia 2015 r. nr SA.36659 (2013/N) – Denmark – Aid for all forms of biogas use – B wprowadza już trzy dodatkowe instrumenty wsparcia biogazu, tj. (1) wsparcie biogazu wykorzystywanego w przemyśle dla celów procesowych, (2) wsparcie biogazu wykorzystywanego dla celów energetycznych innych niż objętych programem omówionym powyżej, tj. ciepłownictwa, chłodzenia i produkcji oraz (3) wsparcie biogazu wykorzystywanego dla celów transportowych udzielane na rzecz sprzedawców detalicznych paliw i wytwórców sprzedających bezpośrednio do użytkowników końcowych zużywających biogaz w transporcie.

Programy pomocowe różnią się również jeżeli chodzi o okres udzielanego wsparcia przedsiębiorcom przystępującym do systemu, który jednak zawiera się zazwyczaj między 15 a 20 lat.

II. Klastry energii

Klastry energii wpisują się w ogólną zasadę zwiększania roli lokalnych społeczności energetycznych w transformacji energetycznej w Europie, zawartą w unijnym pakiecie „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków". W Opinii Europejskiego Komitetu Regionów „Modele lokalnej kontroli nad energetyką i rola lokalnych społeczności energetycznych w transformacji energetycznej w Europie" (2019/C 86/05) zawarto, że „lokalne wspólnoty energetyczne mogą odgrywać istotną rolę w przemianach energetycznych i sprzyjać rozwojowi zrównoważonych technologii

[1] https://cng-lng.pl/wiadomosci/W-2019-r.-w-UE-przybylo-blisko-90-tys.-pojazdow-CNG-i-LNG,wiadomosc,9895.html

energetycznych korzystnych dla społeczności lokalnych i dla UE jako całości". W Unii Europejskiej w zakresie społeczności energetycznych dominują rozwiązania będące wynikiem bezpośredniego wdrożenia dyrektywy RED II oraz dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE. Proponują one następujące rozwiązania dla wspólnot energetycznych:

1) społeczność energetyczną działającą w zakresie energii odnawialnej (REC – Renewable Energy Community);
2) obywatelską społeczność energetyczną (CEC – Citizens Energy Community);
3) zbiorowego prosumenta energii elektrycznej (CSC – Collective Self-Consumer).

Przyjęte rozwiązania w krajach członkowskich zasadzają się na znacznej dowolności zrzeszania się członków takich społeczności, akcentują jednak zasadę stworzenia nowego podmiotu posiadającego osobowość prawną, czego nie zakładają nowelizowane przepisy ustawy OZE (np. art. 2 pkt 11 dyrektywy 2019/944: „obywatelska społeczność energetyczna oznacza osobę prawną (…)").

Klastry energii w ujęciu polskiego prawodawstwa nie mają bezpośredniego odpowiednika w krajach Unii Europejskiej, wpisują się jednak w nakreślony kierunek transformacji energetycznej i nadanie większej roli dobrowolnym, demokratycznym inicjatywom energetycznym łączącym różne podmioty, w tym samorząd, przedsiębiorców, jednostki badawcze czy obywateli w zarządzanie energią na poziomie lokalnej społeczności.

Polskie podejście regulacyjne do klastrów energii jest całkowicie innowacyjne, ponieważ zakłada tworzenie zachęt do współpracy między odrębnymi podmiotami zainteresowanymi w prowadzeniu oraz uczestniczeniu w działalności energetycznej. Oczekiwane korzyści mają mieć wymiar sieciowy (elastyczność) i lokalny.

Grecja:

Wspólnoty energetyczne zostały wprowadzone do greckiego prawa w 2018 r. ustawą 4513/2018 o wspólnotach energetycznych. Głównym celem wspólnot energetycznych jest zaadresowanie problemu ubóstwa energetycznego oraz promowanie wartości ekonomii społecznej i innowacyjnych rozwiązań energetycznych, a także produkcja, dystrybucja i wymiana energii z odnawialnych źródeł energii, w skali lokalnej lub regionalnej.

Ustawa wprowadziła nowy rodzaj spółdzielni cywilnej, która odbiega od innych, w pełni otwartych spółdzielni w kwestii ograniczeń członkostwa. Członkami wspólnoty energetycznej mogą być:

1) osoby fizyczne posiadające pełną zdolność do czynności prawnych;
2) osoby prawne prawa publicznego lub podmioty prywatne;
3) jednostki samorządu terytorialnego.

Co najmniej 50% +1 z członków musi znajdować się w regionie, w którym wspólnota ma swoją siedzibę. Z zachęt finansowych przewidzianych dla wspólnot energetycznych w Grecji należy wymienić zniesienie opłaty za koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej czy ograniczenie opłaty za przystąpienie do aukcji w ramach systemu wsparcia OZE.

Holandia:

Holenderskie przepisy od 2015 r. określają spółdzielnie i stowarzyszenia energetyczne jako główne formy zbiorowych działań energetycznych. Spółdzielnie energetyczne mają przez ograniczony czas możliwość uczestnictwa w „piaskownicy regulacyjnej", która pozwala na przetestowanie rozwiązań w zakresie ułatwień związanych z dystrybucją, taryfami, wytwarzaniem energii elektrycznej, wymaganiami dotyczącymi urządzeń pomiarowych, dostawami, inteligentnymi sieciami i zarządzaniem danymi.

Model biznesowy spółdzielni energetycznych obejmuje wspólne inwestycje w projekty OZE, roczne bilansowanie z własnej lokalnie wytwarzanej energii elektrycznej, agregację dostępnej mocy oferowanej na rynku energii (wymagane 1 MW dla udziału) i inne potencjalne usługi energetyczne. Inicjatywa organizowania spółdzielni i stowarzyszeń energetycznych pochodzi głównie od obywateli lub gmin.

Włochy:

W 2020 r. (ustawa nr 8/2020) Włochy wprowadziły tymczasowo dwa modele zbiorowych działań w zakresie energii odnawialnej do czasu pełnego wdrożenia dyrektywy RED II:

1) prosumenta zbiorowego;
2) społeczność energii odnawialnej.

Model zbiorowych prosumentów koncentruje się na wspólnotach mieszkaniowych, tj. osobach fizycznych lub przedsiębiorcach, którzy znajdują się w tym samym budynku i dla których wytwarzanie i wymiana energii nie jest podstawową działalnością. Inicjatywa ma na celu włączenie w transformację energetyczną mieszkańców o niskich dochodach i zagrożonych ubóstwem energetycznym.

Społeczności związane z energią odnawialną obejmują osoby fizyczne, małe i średnie przedsiębiorstwa, władze lokalne/regionalne oraz przedsiębiorców. Źródła wytwórcze (do 200 kW) muszą być zlokalizowane w sieci niskiego lub

średniego napięcia w obrębie tej samej stacji transformatorowej. Głównym celem społeczności zajmującej się energią odnawialną jest zapewnienie swoim członkom/obszarowi lokalnemu korzyści środowiskowych, ekonomicznych lub społecznych, a nie jakichkolwiek zysków finansowych. Społeczność taka może prowadzić działalność agregacyjną i działać jako dostawca usług bilansujących. Modele te oferują swoim konsumentom usługi oparte na monitorowaniu i zarządzaniu energią.

Irlandia:

Większość społecznych inicjatyw energetycznych w Irlandii zapewnia mieszkańcom i społecznościom usługi w zakresie efektywności energetycznej lub oszczędności energii. Łącznie doprowadziło to do powstania 310 społeczności w całej Irlandii. Ramy wspierające dla tych inicjatyw opracował Irlandzki Urząd ds. Zrównoważonej Energii (SEAI).

SEAI zarządza Programem Wspólnoty Zrównoważonej Energii (SEC), który opiera się na „białej księdze energetycznej" (Energy white paper). Określa ona działania rządowe dla zwiększenia zaangażowania i umożliwienia obywatelom i społecznościom realizacji projektów energetycznych. W tym celu program SEC zapewnia społecznościom wsparcie techniczne (rozwijanie umiejętności i wiedzy w zakresie zarządzania energią) i finansowe.

SEC to partnerstwo między sektorem publicznym, prywatnym i samorządowym dla zwiększenia energooszczędności oraz wykorzystania energii odnawialnej i inteligentnych rozwiązań energetycznych. Poza odniesieniem się do pewnych wspólnych cech społeczności energetycznych (m.in. zdefiniowany obszar, równowaga między projektami dotyczącymi wytwarzania i oszczędności energii, jasna struktura organizacyjna) definicja nie ogranicza koncepcji do żadnej formy organizacyjnej, nie narzuca wymogów geograficznych ani kryteriów zarządzania i uczestnictwa.

W 2019 r. SEAI wspierało 57 projektów, na które zainwestowano 25,3 mln euro. Projekty są oceniane na podstawie ich cech (możliwość realizacji, innowacyjność, różnorodność rozwiązań), z których najbardziej decydującym jest stopień, w jakim projekt przynosi korzyści społeczne. Oprócz mechanizmu dotacji SEAI, SEC może również ubiegać się o wsparcie w programie Better Energy Communities (BEC) – konkurencyjnym krajowym programie dotacji kapitałowych mającym na celu podniesienie standardów efektywności energetycznej.

III.1. Zwiększenie roli OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie

Kwestie dotyczące kształtowania polityki w obszarze OZE, w tym sposobu realizacji celu w zakresie udziału energii z OZE w sektorze ogrzewania i chłodzenia, a także zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego leżą we właściwości poszczególnych państw członkowskich OECD i UE. Obowiązująca do dnia 30 czerwca 2021 r. dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 15.06.2009, str. 16) nie przewidywała wiążących celów w tym zakresie dla państw członkowskich UE, jak również nie przewidywała szeregu innych rozwiązań, określonych w art. 19, 23 i 24 dyrektywy 2018/2001 dotyczących sektora ogrzewania. Biorąc pod uwagę, że termin wdrożenia nowych rozwiązań to dzień 1 lipca 2021 r., również w innych krajach trwa obecnie opracowywanie rozwiązań wdrażających, brak zatem obowiązujących rozwiązań z innych krajów, które można poddać analizie. W związku z powyższym, nie ma możliwości zweryfikowania oraz porównania sposobu implementacji nowych przepisów z rozwiązaniami przyjętymi w innych państwach członkowskich. Dodatkowo należy podkreślić, że duża różnorodność stosowanych w państwach członkowskich rozwiązań w zakresie dostarczania ciepła do odbiorców końcowych powoduje, iż ich szczegółowe wskazywanie oraz porównanie w niniejszym dokumencie nie wydaje się zasadne i w związku z tym nie jest rekomendowane.

Analizując jednakże występujące w tym obszarze rozwiązania, należy podkreślić, iż zasady funkcjonowania sektora ogrzewania i chłodzenia (a także wzajemne relacje między ogrzewaniem i chłodzeniem w kategoriach wolumenu wykorzystywanej energii) są uzależnione od indywidualnych czynników takich, jak: położenie geograficzne danego państwa członkowskiego rzutujące na panujące warunki klimatyczne (rozwinięte ciepłownictwo systemowe w krajach północno – wschodniej Europy, takich jak państwa bałtyckie i Polska i praktycznie nieistniejące w Europie Południowej), dostępne surowce energetyczne (odnawialne i nieodnawialne), uwarunkowania polityczne, aspekty społeczne i środowiskowe. Argumentuje się, że stosunkowo słabo rozwinięte ciepłownictwo sieciowe w Wielkiej Brytanii czy Irlandii, jest w dużym stopniu efektem zakorzenionej głęboko tradycji wykorzystania indywidualnych źródeł grzewczych przez mieszkańców. W odniesieniu do udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania, tylko kilka państw (Austria, Dania, Francja, Islandia, Norwegia, Szwecja i Szwajcaria) może wykazać ponad 20% udział tego rodzaju źródeł wykorzystywanych bezpośrednio (biomasa, geotermia, odpady).

Kolejnym elementem, który wpływa w sposób istotny na sposób regulacji sektora ciepłownictwa jest kwestia struktury własnościowej aktywów. W Danii, model regulacyjny przewiduje stosowanie zasady non–profit w zakresie ogrzewania publicznego. W efekcie zarządzanie siecią i dostarczanie ciepła jest domeną spółdzielni będących własnością albo samych odbiorców albo władz lokalnych. Nastąpił tam praktyczny rozdział wytwarzania ciepła, opartego na dużych jednostkach wytwórczych oraz dostarczania ciepła do odbiorców końcowych. W Niemczech z kolei, większość przedsiębiorstw działających na rynku ciepła znajduje się w rękach prywatnych. Szwecja natomiast jest przykładem silnej roli sektora publicznego (ponad 2/3 spółek należy do państwa lub władz lokalnych).

III.2. Gwarancje pochodzenia

Z ankiety dotyczącej udziału w AIB przeprowadzonej przez Urząd Regulacji Energetyki wśród regulatorów w UE wynika, że przyjęte modele różnią się od siebie. Ankietę wysłano do 27 Regulatorów.

Na ankietę odpowiedziało 17-tu Regulatorów**:** Austria, Cypr, Czechy, Estonia, Niemcy, Grecja, Węgry, Włochy, Łotwa, Luksemburg, Malta, Portugalia, Rumunia, Słowacja, Słowenia, Szwecja, Wielka Brytania.
Na ankietę nie odpowiedzieli następujący Regulatorzy**:** Belgia, Bułgaria, Chorwacja, Dania, Finlandia, Francja, Irlandia, Litwa, Holandia, Hiszpania.

Z przesłanych ankiet wynika:

1) 4 z 17 organów wydających gwarancje pochodzenia nie są Członkiem AIB (Węgry, Malta, Rumunia, Wielka Brytania);
2) w przypadku dziewięciu państw członkostwo jest uregulowane przepisami prawa krajowego, w przypadku czterech natomiast (Portugalii, Włoch, Estonii, Niemiec) członkostwo nie wynika z przepisów prawa;
3) członkostwo w AIB w przypadku 3 krajów jest finansowane ze środków publicznych (Cypr, Estonia, Szwecja).

Sposób finansowania członkostwa w AIB pozostałych 10 krajach, które odpowiedziały na ankietę (Austria, Czechy, Niemcy, Grecja, Włochy, Łotwa, Luksemburg, Portugalia, Słowacja i Słowenia), kształtuje się następująco:

1) Austria, Grecja, Łotwa, Słowenia – przez wytwórców energii z odnawialnych źródeł;
2) Czechy – z opłat pobieranych od posiadaczy rachunków w OTE, a.s. – czeski operator rynku energii elektrycznej i gazu (wytwórców energii z OZE) - opłaty na podstawie zarządzenia wykonawczego czeskiego Urzędu Regulacji Energetyki – opłata miesięczna za każdy aktywny rachunek, opłata za wydanie każdej gwarancji pochodzenia, opłata za każdą transakcję;
3) Niemcy – korzystanie z rejestru, a także wydawanie, przekazywanie i unieważnianie gwarancji pochodzenia jest odpłatne, na podstawie rozporządzenia Guarantees of Origin and Guarantees of Regional Origin Fees Regulation. Dochody wpływają do budżetu federalnego i są uiszczane z budżetu organu wydającego gwarancje pochodzenia na rzecz AIB;
4) Włochy – w ramach włoskiego rejestru środki finansowe pochodzą głównie z opłat pobieranych od operatorów rynku (producentów energii z OZE, handlowców, dostawców) zaangażowanych w transakcje gwarancjami pochodzenia;
5) Luksemburg – finansowanie z opłat pobieranych przez organ wydający gwarancje od posiadaczy rachunków w rejestrze „urządzeń produkcyjnych" (OZE);
6) Portugalia – z opłat zmiennych, uzależnionych od liczby transakcji związanych z gwarancjami pochodzenia (wydanych, przeniesionych i anulowanych). Gdy opłaty rynkowe nie są wystarczające do pokrycia kosztów, środki są zabezpieczane w taryfie za energię elektryczną;
7) Słowacja – składki członkowskie od wytwórców i dostawców energii elektrycznej na podstawie umowy z organem wydającym gwarancje pochodzenia – OKTE, a.s. od czynności związanych z wystawianiem i korzystaniem z gwarancji pochodzenia.

III.3. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE

Szwecja

Szwedzki rząd jest w trakcie opracowywania ostatecznej propozycji wdrożenia art. 16 przedmiotowej dyrektywy. Pierwsza propozycja została przesłana do konsultacji społecznych w październiku 2020 r. Zakłada ona, m.in.:

1) powstanie cyfrowego punktu kontaktowego przy Szwedzkiej Agencji Energii. Agencję w realizacji tego zadania wspierać będzie kilka innych instytucji;
2) tylko jeden punkt kontaktowy OZE;
3) zaangażowanie innych organów, które mają w swoich kompetencjach zarządzanie/gromadzenie informacji niezbędnych dla realizowania zadań przez cyfrowy punkt kontaktowy, które będą do niego zgodnie z ustawą przekazywane;
4) finansowanie funkcjonowania punktu zapewnione będzie w ramach budżetu państwa – Szwedzka Agencja Energii uzyskała dodatkowe środki na ten cel w ramach ustawy budżetowej na 2021 r.

Dania

1) Przewiduje się, że przepisy dotyczące wdrożenia punktu kontaktowego wejdą w życie pod koniec czerwca 2021 r.
2) Punkt osadzony będzie w istniejącej instytucji, Duńskiej Agencji Energii – agencji podległej duńskiemu Ministerstwu Klimatu, Energii i Dostaw. To tu umocowana będzie osoba odpowiedzialna za wyjaśnianie inwestorom całego procesu i przekierowywanie do innych odpowiednich instytucji.
3) Dania planuje uruchomić stronę internetową, gdzie znajdowałaby się całość informacji i skąd zainteresowane podmioty mogłyby być kierowane do odpowiednich instytucji – np. władz lokalnych. Strona stanowiłaby jednocześnie cyfrową platformę, przez którą będzie można składać odpowiednie wnioski o pozwolenia etc. Strona powstanie w ciągu najbliższych kilku miesięcy. Oznacza to, iż Dania planuje wdrożyć przepisy przez platformę internetową, informacje oraz w razie potrzeby przekierowanie przez punkt kontaktowy DEA do odpowiedniej instytucji. Zadaniem punktu kontaktowego będzie więc udzielanie informacji dot. całości procesu. Natomiast na bardzo szczegółowe pytania nie będzie odpowiadała DEA, ale organy właściwe dla danego procesu.

4) Zapewnienie finansowania KPK OZE będzie się odbywać ze środków publicznych, w ramach budżetu DEA.

Finlandia

1) Elektronicznym punktem kontaktowym zarządza jeden organ punktu kontaktowego, którym jest Centrum Rozwoju Gospodarczego, Transportu i Środowiska dla Ostrobotni Południowej (Centrum ELY). Centra ELY należą do wydziału administracyjnego Ministerstwa Gospodarki i Zatrudnienia.
2) Centrum ELY jest również zobowiązane do udzielania wnioskodawcom porad w kwestiach proceduralnych (np. dotyczących wszczęcia sprawy i etap postępowania) oraz udzielenia wnioskodawcom wytycznych dotyczących załatwienia sprawy administracyjnej we współpracy z właściwym organem, za pośrednictwem elektronicznego punktu kontaktowego.
3) W przyszłości wnioskodawca będzie mógł ubiegać się za pośrednictwem jednego elektronicznego punktu kontaktowego o pozwolenia i inne zezwolenia administracyjne wymienione w ustawie na budowę i naprawę elektrowni, w celu podłączenia instalacji do sieci oraz do zezwoleń administracyjnych wymienionych w ustawie na budowę i naprawę elektrowni, na przyłączenie instalacji do sieci i na jej eksploatację.
4) Centrum ELY jest zobowiązane do monitorowania terminów realizacji właściwych postępowań określonych w ustawie.

III.4. Uproszczenie procedur administracyjnych

Odnośnie do projektowanych zmian przepisów dotyczących zmiany procedur administracyjnych należy zauważyć, że prawne uwarunkowania krajowe w dużej mierze są zdeterminowane przez czynniki historyczne – trudne do przeniesienia na grunt innego państwa. Co więcej, systemy prawne, podział administracyjny kraju, a co za tym idzie podział kompetencji między różne organy, są elementem zdecydowanie specyficznym dla każdego państwa i nie znajdują zastosowania w warunkach odmiennych.

Co więcej, z uwagi na powyższe uwarunkowania, a także różne otoczenie prawne, wnioski płynące z analiz porównawczych w tym zakresie, nie mogłyby być w prosty sposób przeniesione na grunt krajowy. Wobec powyższego, wyniki analiz porównawczych posiadałyby ograniczony potencjał do wykorzystania, stąd ich szczegółowe wskazywanie w tym dokumencie nie jest rekomendowane.

IV. System wsparcia umożliwiający modernizację instalacji OZE
oraz
V. Systemy wsparcia operacyjnego umożliwiającego pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu dotychczasowego okresu wsparcia

Komisja Europejska w wydanym komunikacie nr C/2022/481 „Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią", zwanym dalej „CEEAG", w motywie 122 przewidziała możliwość uznania za zgodną z rynkiem wewnętrznym pomocy operacyjnej na istniejące instalacje.

Zgodnie ze wspomnianym motywem, w przypadku gdy pomoc jest wymagana przede wszystkim do pokrycia kosztów krótkoterminowych, które mogą być zmienne, takich jak koszty paliwa z biomasy lub koszty energii elektrycznej, i jest wypłacana przez ponad rok, państwa członkowskie powinny potwierdzić, że koszty produkcji, na których opiera się kwota pomocy, będą monitorowane, a kwota pomocy będzie aktualizowana co najmniej raz w roku.

Należy tu zaznaczyć, że obecne wytyczne Komisji weszły w życie z dniem 27 stycznia 2022 r. i dotychczasowe programy wsparcia państw członkowskich były zatwierdzane zgodnie z „Wytycznymi w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020" (2014/C 200/01). Choć poprzednie regulacje w zakresie pomocy operacyjnej odnosiły się wprost do biomasy, to, mając na uwadze zalety środowiskowe energii z OZE oraz pozostawiając Państwom Członkowskim dużą swobodę w kształtowaniu programów wsparcia, Komisja zaakceptowała m.in. wsparcie operacyjne dla hydroelektrowni w Niemczech i biogazowni na Węgrzech i w Niemczech.

W kontekście obowiązującego komunikatu CEEAG należy podkreślić, że kluczowe dla uznania pomocy za spełniającą zasady zgodności jest jej oddziaływanie. Zgodnie z motywem 121 CEEAG „pomoc, która pokrywa koszty związane głównie z eksploatacją, a nie z inwestycją, powinno się stosować tylko w przypadku, gdy państwo członkowskie wykaże, że jej wynikiem są decyzje operacyjne bardziej przyjazne środowisku".

Potrzebę udzielania pomocy finansowej na modernizację i utrzymanie zdolności produkcyjnych instalacji OZE po zakończeniu okresu wsparcia w Unii Europejskiej dostrzegło wiele krajów. Ze względu na szczególnie newralgiczny charakter tego segmentu i konieczność jego promowania ze środków publicznych podobne wsparcie wprowadzono dla przykładu w następujących krajach Unii Europejskiej:

Dania:

W maju 2020 r. Komisja Europejska zaakceptowała program wsparcia dla istniejących i zamortyzowanych instalacji na biomasę. Wsparcie ma pokryć nadwyżkę kosztów wytworzenia energii w takich instalacjach w stosunku do porównywalnych instalacji opartych na spalaniu węgla. Premia będzie obliczana corocznie i nie będzie mogła przekroczyć 0,11 DKK/kWh (ok. 0,068 zł/kWh). Koszty systemu wsparcia, który ma działać do dnia 31 grudnia 2029 r. wyliczono na 4,15 mld DKK (2,55 mld zł). Komisja aprobując przyjęte rozwiązanie oparła się na wytycznych CEEAG, przychylając się

do argumentów strony duńskiej, która podkreślała pozytywny wpływ wsparcia na osiągnięcie poziomu 55% produkcji energii z OZE w 2030 r. i wygaszenia spalania węgla w 2050 r.

Estonia:
W grudniu 2020 r. Komisja Europejska zaakceptowała przedłużenie estońskiego programu wsparcia dla istniejących i planowanych odnawialnych źródeł energii. Wsparcie ma pokryć różnicę między kosztami wytwarzania energii a rynkową ceną energii. W przypadku ujemnej różnicy, wytwórca zwróci odpowiednią kwotę. Ma to zapewnić ekonomiczną stabilność źródeł przy minimalizowaniu kosztów dla systemu.

Wsparcie będzie przyznawane w procedurze neutralnych technologicznie aukcji. Udział w nich będą mogły wziąć także istniejące instalacje wykorzystujące paliwa kopalne, które planują wymianę jednostek wytwórczych na oparte na odnawialnych źródłach energii. System zatwierdzono na 10 lat przy przewidywanych kosztach w wysokości 450 mln euro (2,06 mld zł).

Komisja w swojej decyzji oparła się na wytycznych CEEAG, uznając że przyjęte rozwiązanie ogranicza do minimum koszty, a jednocześnie chroni wytwórców przed nagłymi zmianami cen na rynku. Dodatkowo, zwrócono uwagę na występowanie efektu zachęty w sytuacji, kiedy cena energii na rynku nie pokrywa kosztów produkcji.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Wytwórcy biometanu z biogazu lub biogazu rolniczego	potencjalnie kilkaset jednostek wytwórczych	Własne	Umożliwienie prowadzenia działalności gospodarczej – określenie zasad prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu. Umożliwienie korzystania z mechanizmów wsparcia określonych w projekcie ustawy
Podmioty realizujące Narodowy Cel Wskaźnikowy	19	Sprawozdanie Prezesa URE za 2021 r.	Rozwój produkcji biometanu umożliwi szersze wykorzystanie tego paliwa do celów transportowych
Operatorzy systemu gazowego	Wg stanu na dzień 31.12.2021 r.: – operator systemu przesyłowego gazowego, – 53 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych (w tym jeden prawnie wydzielony), – operator systemu magazynowania, – 7 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego	Sprawozdanie Prezesa URE za 2021 r.	Zwiększenie aktywności inwestorów w obszarze projektów biometanowych skutkujące wzrostem wniosków o udzielenie zgody na przyłączenie biometanowni do sieci gazowej. Uwzględnienie w kosztach prowadzonej działalności kosztów związanych z utrzymaniem instalacji mających na celu zapewnienie integracji wytwórców biometanu z sieciami gazowymi. Dostosowanie funkcjonowania do utworzonego mechanizmu gwarancji pochodzenia dla biometanu
Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa	1	Własne	Konieczność prowadzenia poszerzonego rejestru wytwórców biogazu rolniczego o instalacje wytwarzające biometan z biogazu rolniczego. Prowadzenie nadzoru nad przedsiębiorcami zajmującymi się wytwarzaniem biometanu z biogazu rolniczego
Klastry energii	66 certyfikowanych klastrów energii+ 29 inicjatyw	Krajowa Izba Klastrów Energii i Odnawialnych Źródeł Energii	Możliwość wykorzystania instrumentów wsparcia przewidzianych w przepisach projektowanej ustawy pod warunkiem dokonania wpisu do rejestru klastrów energii oraz spełnienia szczegółowych wymagań określonych w projektowanych przepisach
Podmioty posiadające koncesję na obrót lub wytwarzanie ciepła, w tym ciepła w kogeneracji	Ogółem 387 przedsiębiorstw koncesjonowanych	Urząd Regulacji Energetyki, Energetyka cieplna w liczbach 2020	Obowiązek przyłączenia do sieci ciepłowniczej zakupu ciepła z OZE, możliwość odłączenia się od nieefektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, możliwość kształtowania taryf dla ciepła wytworzonego w kogeneracji na bazie kosztów zamiast obowiązkowego aktualnie uproszczonego sposobu kształtowania taryf dla ciepła

Podmioty wytwarzające ciepło z OZE	Brak danych	–	Możliwość uzyskania gwarancji pochodzenia energii
Podmioty posiadające koncesję na dystrybucję lub przesyłanie ciepła	ok. 360 przedsiębiorstw koncesjonowanych	Urząd Regulacji Energetyki, Energetyka cieplna w liczbach 2020	Obowiązek przyłączenia do sieci ciepłowniczej oraz zakupu ciepła z OZE
Końcowi odbiorcy ciepła, którzy zawarli umowę zakupu ciepła z przedsiębiorstwem koncesjonowanym	Brak danych	–	Prawo do odłączenia od nieefektywnych systemów energetycznych. Ograniczenie możliwości odłączenia od efektywnych systemów energetycznych
Wytwórcy ciepła w instalacjach spalania wielopaliwowego	Kilkadziesiąt podmiotów, których liczbę trudno ustalić ze względu na dynamicznie podejmowane przez wytwórców decyzje o współspalaniu.	Własne	Objęcie obowiązkiem przyłączenia do sieci ciepłowniczej
Instalacje Termicznego Przekształcania Odpadów	8 funkcjonujących zakładów Instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych	Załącznik 3 do Krajowego Planu Gospodarki Odpadami: https://bip.mos.gov.pl/strategie-plany-programy/krajowy-plan-gospodarki-odpadami/sprawozdania-z-realizacji-krajowego-planu-gospodarki-odpadami/	Ograniczenie obowiązku zakupu energii przez przedsiębiorstwa ciepłownicze do wielkości produkcji z odnawialnych źródeł energii
Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektro-energetycznych	185 podmiotów	Sprawozdanie Prezesa URE za 2021 r.	Dostosowanie profilu działalności do wymogów w zakresie relacji z członkami klastra energii. Obowiązek określenia potencjału systemów ciepłowniczych pod względem zapewnienia usługi bilansującej i innych usług systemowych
Spółki obrotu energią elektryczną	ok. 140 podmiotów	https://bip.ure.gov.pl	Możliwość świadczenia usług obrotu energią elektryczną dla klastrów energii zgodnie z regulacjami zawartymi w projekcie
Wytwórcy energii w mikroinstalacjach (prosumenci)	ponad 1,1 miliona	Agencja Rynku Energii, Informacja statystyczna o energii elektrycznej, październik 2022	Łatwy dostęp do informacji co przekłada się na ułatwienie wszczęcia i prowadzenia postępowań. Uproszczenie, skrócenie lub liberalizacja procedur administracyjnych w procesie inwestycyjnym w nowe moce OZE
Wytwórcy energii w instalacjach OZE innych niż mikroinstalacje	250 rocznie	Szacunki własne	Łatwy dostęp do informacji co przekłada się na ułatwienie wszczęcia i prowadzenia postępowań. Uproszczenie, skrócenie lub liberalizacja procedur administracyjnych w procesie inwestycyjnym w nowe moce OZE. Możliwość wymiany międzynarodowej gwarancji pochodzenia
Minister Klimatu i Środowiska	1	Przepisy prawa	Utworzenie i funkcjonowanie organizacja KPK OZE. Opracowanie zintegrowanych planów na rzecz energii i klimatu, ich aktualizacji i sprawozdań
Urząd Regulacji Energetyki	1	Przepisy prawa	Współpraca z KPK OZE w związku z udzielaniem informacji o postępowaniach dot. udzielenia promesy/koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Docelowe zmniejszenie obciążenia w związku z przejęciem przez KPK OZE

			właściwych zapytań obywateli o charakterze ogólnym. Zwiększenie liczby zadań w związku z prowadzeniem rejestrów dotyczących klastrów energii i biometanu Zwiększenie liczby zadań w związku większą liczbą aukcji dla morskich farm wiatrowych
Regionalni Dyrektorzy Ochrony Środowiska	16	https://www.gov.pl/web/gdos/rdos	Współpraca z KPK OZE w związku z udzielaniem ogólnych informacji o postępowaniach dot. decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Docelowe zmniejszenie obciążenia w związku z przejęciem przez KPK OZE właściwych zapytań obywateli o charakterze ogólnym
Gminy	2477	https://www.gov.pl/web/mswia/baza-jst	Współpraca z KPK OZE w związku z udzielaniem ogólnych informacji o postępowaniach dot. decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz decyzji o warunkach zabudowy. Docelowe zmniejszenie obciążenia w związku z przejęciem przez KPK OZE właściwych zapytań obywateli o charakterze ogólnym. Udział samorządu lokalnego lub spółek samorządowych w klastrach
Powiaty	314	https://www.gov.pl/web/mswia/baza-jst	Współpraca z KPK OZE w związku z udzielaniem ogólnych informacji o postępowaniach dot. pozwolenia na budowę. Docelowe zmniejszenie obciążenia w związku z przejęciem przez KPK OZE właściwych zapytań obywateli o charakterze ogólnym
Powiatowi Inspektorzy Nadzoru Budowlanego	314	https://www.gov.pl/web/mswia/baza-jst	Współpraca z KPK OZE w związku z udzielaniem ogólnych informacji o postępowaniach dot. pozwolenia na użytkowanie. Docelowe zmniejszenie obciążenia w związku z przejęciem przez KPK OZE właściwych zapytań obywateli o charakterze ogólnym
Jednostki akredytowane	Trudne do oszacowania		Możliwość świadczenia nowych usług polegających na weryfikacji danych znajdujących się we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia oraz przekazaniu tego wniosku do URE
Polskie Centrum Akredytacji	1	Szacunki własne	Zwiększenie obciążenia przez większą ilość składanych wniosków o wydanie akredytacji ze względu na regulację, zgodnie z którą weryfikacji danych znajdujących się we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia oraz przekazania tego wniosku do URE dokonują jednostki akredytowane
Towarowa Giełda Energii	1	Szacunki własne	Zwiększenie obciążenia przez dostosowanie rejestru gwarancji pochodzenia, do zmian wynikających ze zmiany przepisów (poszerzenie zakresu danych wpisywanych do rejestru) oraz uiszczanie opłaty członkowskiej w stowarzyszeniu AiB
Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów w Warszawie (SOKiK) oraz Sąd Apelacyjny w Warszawie	2	Dane Ministerstwa Sprawiedliwości	Potencjalne zwiększenie liczby decyzji zaskarżanych do SOKiK oraz potencjalne zwiększenie liczby postanowień zaskarżalnych do SOKiK, zaś w konsekwencji potencjalne zwiększenie

			liczby zażaleń kierowanych do Sądu Apelacyjnego w Warszawie
Wytwórcy energii w morskich farmach wiatrowych	kilkanaście	Szacunki własne	Możliwość udziału w większej liczbie aukcji i sprzedaży większej ilości energii

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt ustawy w zakresie rozwiązań przygotowanych dla sektora biometanu podlegał roboczym, wstępnym uzgodnieniom z Ministerstwem Rolnictwa i Rozwoju Wsi, Ministerstwem Rozwoju, Pracy i Technologii, URE oraz KOWR.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt ustawy został przekazany do konsultacji (21 dni) do następujących podmiotów:

1) Enea Operator Sp. z o.o.;
2) Energa-Operator S.A.;
3) innogy Stoen Operator Sp. z o.o.;
4) PGE Dystrybucja S.A.;
5) Tauron Dystrybucja S.A.;
6) PKP Energetyka S.A.;
7) Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.;
8) Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.;
9) Client Earth;
10) Fundacja Greenpeace Polska;
11) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej;
12) Fundacja WWF Polska;
13) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności;
14) Instytut Energetyki Odnawialnej;
15) Instytut na Rzecz Ekorozwoju;
16) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
17) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie;
18) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
19) Izba Gospodarcza Gazownictwa
20) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie;
21) Izba Projektowania Budowlanego;
22) Krajowa Izba Gospodarcza;
23) Krajowa Izba Gospodarki Nieruchomościami;
24) Polska Geotermalna Asocjacja;
25) Polska Izba Biomasy;
26) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej;
27) Polska Izba Gospodarcza Przemysłu Drzewnego;
28) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła;
29) Polski Komitet Energii Elektrycznej;
30) Polskie Centrum Akredytacji;
31) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.;
32) Polskie Stowarzyszenie Biogazu;
33) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej;
34) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
35) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki;
36) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne;
37) Polskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła;
38) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego;
39) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych;
40) Polskie Towarzystwo Energetyki Słonecznej PTES-ISES;
41) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki;
42) Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej;

43) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE);
44) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV;
45) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
46) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii;
47) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej;
48) Stowarzyszenie Papierników Polskich;
49) Stowarzyszenie Polska Izba Urbanistów;
50) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów;
51) Stowarzyszenie Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych;
52) Stowarzyszenie Urbanistów ZOIU;
53) Towarowa Giełda Energii S.A.;
54) Towarzystwo Elektrowni Wodnych;
55) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
56) Towarzystwo Obrotu Energią (TOE);
57) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych;
58) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego;
59) Związek Banków Polskich;
60) Związek Gmin Wiejskich Rzeczypospolitej Polskiej;
61) Baltic Power;
62) Baltic Trade and Invest;
63) Equinor;
64) Northland Power;
65) Ocean Winds;
66) Ørsted;
67) PGE Baltica;
68) Polenergia;
69) RWE;
70) Sea Wind;
71) Synthos Green Energy.

Projekt został przekazany do zaopiniowania (21 dni) następującym podmiotom:

1) Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa;
2) Prokuratoria Generalna Rzeczypospolitej Polskiej;
3) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców;
4) Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
5) Urząd Regulacji Energetyki;
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt podlegał opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt został przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

1) Pracodawcy RP;
2) Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan;
3) Związek Rzemiosła Polskiego;
4) Związek Pracodawców Business Centre Club;
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców;
6) Federacja Przedsiębiorców Polskich.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy problematyki zadań związków zawodowych, projekt nie podlegał opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt ustawy, z uwagi na regulacje w zakresie funkcjonowania klastrów energii w szczególności ich terytorialnego zakresu działania, wymagał zaopiniowania przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, zgodnie z zakresem spraw, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej. Projekt został przekazany do zaopiniowania KWRiST 25.02.2022 r., następnie z uwagi na żądanie przekazania projektu uzgodnionego, projekt został ponownie przekazany do zaopiniowania KWRiST. W dniu 23 listopada 2022 r. miało miejsce pierwsze posiedzenie Zespołu do Spraw Energii, Klimatu i Środowiska KWRiST, na którym przedstawiciel MKIŚ zaprezentował główne założenia projektu ustawy (nr UC99), ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień dotyczących

rozwoju sektora biometanu i klastrów energii. W dniu 14 grudnia 2022 r. podczas posiedzenia ww. Zespołu, przedstawiciel MKIŚ na prośbę członków tego Zespołu udzielił dodatkowych wyjaśnień do projektu dotyczących klastrów energii i biomasy. 21.12.2022 r. KWRiST negatywnie zaopiniowała projekt.

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego, wobec czego nie wymagał zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Projektowana regulacja będzie wymagała notyfikacji Komisji Europejskiej w trybie ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702), której dokona Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Oprócz tego, projekt ustawy nie wymaga przedłożenia innym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnień, o których mowa w uchwale nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostały omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z 2019 r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	*Łącznie (0–10)*
Dochody ogółem	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wydatki ogółem	**0**	**0**	**0**	**0**	**1,26**	**1,26**	**1,2**	**0**	**0**	**0**	**0**	**3,73**
budżet państwa	0	0	0	0	1,26	1,26	1,2	0	0	0	0	3,73
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo ogółem	**0**	**0**	**0**	**0**	**-1,26**	**-1,26**	**-1,2**	**0**	**0**	**0**	**0**	**-3,73**
budżet państwa	0	0	0	0	-1,26	-1,26	-1,2	0	0	0	0	-3,73
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Źródła finansowania	Planowane koszty będą pokrywane w ramach podniesienia limitu wydatków odpowiednich części budżetu państwa w części budżetowej 51 – klimat (dysponent Minister Klimatu i Środowiska).
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	**Wpływ na budżet państwa** **I. Krajowy plan na rzecz energii i klimatu** Opracowanie zintegrowanego planu na rzecz energii i klimatu wiąże się z koniecznością przygotowania dwóch komponentów: strategicznego i analityczno-prognostycznego, o szerokim zakresie merytorycznym wskazanym w szczególności w Załączniku 1 do rozporządzenia 2018/1999. Zgodnie z przepisami ww. rozporządzenia, krajowy plan powinien zwierać część strategiczną (opisującą założenia, cele, polityki i działania), jak również część analityczną – zawierającą diagnozę i prognozy klimatyczno-energetyczne co najmniej do 2040 r. Analogiczne wymagania znajdują zastosowanie do aktualizacji krajowego planu. Ze względu na wymagania prawne, konieczne jest również przeprowadzenie konsultacji publicznych w wymiarze krajowym i regionalnym (konsultacje międzynarodowe). Dodatkowo, jest przewidywana również możliwość opracowania strategicznej oceny oddziaływania na środowisko. **Pozycja 1 – koszty analiz i prognoz (Tabela 2)** Sporządzenie krajowego planu na rzecz energii i klimatu wiązać się będzie z koniecznością przeprowadzenia szeregu działań, uwzględniających m.in. zlecenie realizacji następujących czynności: 1) opracowanie wieloaspektowych analiz i prognoz o zakresie zgodnym z załącznikiem 1 do rozporządzenia 2018/1999; 2) opracowania strategicznej oceny oddziaływania na środowisko.

Koszt działań w ramach Pozycji 3. oszacowano na poziomie ok. 3,73 mln zł w latach 2027–2029 r., przy czym koszt ten dotyczy opracowania analiz i prognoz wyłącznie w jednym cyklu sporządzenia nowego KPEiK. Koszt aktualizacji KPEiK przewidzianej na lata 2023–2024 nie został ujęty w OSR, ze względu na wcześniejsze zabezpieczenie środków na ten cel.

Podsumowanie kosztów przedstawionych regulacji

Ministerstwo Klimatu i Środowiska
Tabela 2. Planowane koszty MKiŚ od 2024 r. wynikające z działań związanych z opracowaniem krajowego planu na rzecz energii i klimatu (Pozycja 1):

Pozycja	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
	Koszty w zł									
Pozycja 1	0	0	0	1 264 962,00	1 264 962,00	1 202 353,00	0	0	0	0
Suma:	**0**	**0**	**0**	**1 264 962,00**	**1 264 962,00**	**1 202 353,00**	**0**	**0**	**0**	**0**

Łącznie koszty MKIŚ w latach 2024–2033: **3 732 277,00 zł.**

Do wyliczenia kosztów związanych z opracowaniem krajowego planu na rzecz energii i klimatu przyjęto:

1) szacowaną wartość zamówienia na analizy i prognozy do aktualizacji KPEiK, przeprowadzoną w IV kw. 2022 r., która następnie została powiększona w oparciu o prognozy współczynnika inflacji;
2) bazową szacowaną wartość zlecenia prognozy na potrzeby strategicznej oceny oddziaływania na środowisko dla KPEiK 2021–2030, która następnie została powiększona uwzględniając współczynnik inflacji.

Wpływ na sektor finansów publicznych

I. Biometan

Z uwagi na fakt, iż jednostki sektora finansów publicznych również są odbiorcami gazu ziemnego, rozwój sektora biometanu będzie wywierał wpływ na ich funkcjonowanie i będzie efektem szacowanego wzrostu kosztów zaopatrzenia w paliwo gazowe.

Jednocześnie rozwój instalacji biometanowych wykorzystujących bioodpady oraz odpady komunalne może wywołać pozytywny wpływ na samorządy gmin, które zgodnie z przepisami ustawy z dnia 13 września 1996 r. o utrzymaniu czystości i porządku w gminach, w ramach zadań własnych gminy, są m.in. odpowiedzialne za system gospodarowania odpadami komunalnymi, jak również zapewniają selektywne zbieranie odpadów takich jak bioodpady.

Samorządy są zobowiązane do ograniczania masy odpadów komunalnych ulegających biodegradacji przekazywanych do składowania. W zależności od miejsca wytwarzania, rodzaju zabudowy miejscowości oraz sezonowości ilość materii organicznej powstająca w odpadach komunalnych określa się na poziomie 25–35%. Strumień odpadów biodegradowalnych powstałych z selektywnej zbiórki sukcesywnie wzrasta, natomiast samorządy są zobligowane do wskazania miejsc jego zagospodarowania. Podejmowane w tym zakresie działania wpływają na koszty funkcjonowania samorządów, powodując konieczność podnoszenia opłat za śmieci lub dopłacania z własnych środków, niejednokrotnie kosztem realizacji innych zadań.

Rozwój sektora biometanu powiązany z rozwojem biogazowni stanowi szansę dla wielu jednostek samorządu terytorialnego na obniżenie kosztów gospodarki komunalnej w przypadku zaadresowania odpowiedniego strumienia odpadów ulegających biodegradacji do produkcji biometanu.

II. Klastry

Projektowane regulacje pozytywnie wpłyną na jednostki samorządu terytorialnego, które należą do klastra (są stronami porozumienia), przez obligatoryjny udział jednostki samorządu terytorialnego w porozumieniu klastra energii lub spółki kapitałowej utworzonej na podstawie art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 20 grudnia 1996 r. o gospodarce komunalnej (Dz. U. z 2021 r. poz. 679) przez jednostkę samorządu terytorialnego z siedzibą na obszarze działania klastra energii, lub spółki kapitałowej, której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji. Dodatkowo, proponowane rozwiązania zapewniają członkom klastra energii obniżenie kosztów związanych z

energią elektryczną dzięki zachętom do zużycia własnego oraz autobilansowania, a także oddziałują pozytywnie na lokalną społeczność.

Skutki dla samorządów

Na potrzeby obliczenia orientacyjnych korzyści finansowych dla gminy z uczestnictwa w klastrze energii przyjęto przykład referencyjnej gminy miejsko-wiejskiej o rocznym zużyciu energii 2 450 MWh, w której rozliczenie energii jest dokonywane wg taryfy C11 (w tym oświetlenie) oraz taryfy B11. W celu odzwierciedlenia sytuacji na rynku energii z przełomu lat 2022 i 2023 do obliczeń wykorzystano stawki taryf dystrybucyjnych jednego z operatorów[2)]. Uwzględniono zamrożoną cenę energii na poziomie 0,785 zł/kWh. Przyjęto również aktualną opłatę mocową wynoszącą 0,1024 zł/kWh oraz szacunkowe współczynniki korygujące dla każdej z taryf na poziomie 0,8 dla C11 i B11 oraz 0,2 dla oświetlenia[3)]. Dla uproszczenia obliczeń nie uwzględniono podatku VAT.

Zgodnie z powyższymi założeniami obliczone zostały szacunkowe koszty zakupu energii w trzech scenariuszach – **standard**, **klaster 60**, **klaster 100**.

Scenariusz **standard** ukazuje całkowity koszt energii dla gminy nie będącej uczestnikiem klastra. Wynosi on **3 228 538,00 zł**, tj. **1 317,77 zł/MWh**.

Scenariusz **klaster 60** przedstawia koszty dla gminy uczestniczącej w klastrze energii, którego poziom autokonsumpcji wynosi 60%. Wziąwszy pod uwagę wszystkie przysługujące ulgi, które projektodawca proponuje w projekcie ustawy, w takim wariancie gmina zapłaci za energię **3 164 812,00 zł**, tj. **1 291,76 zł/MWh**. Rachunek jest niższy o **63 726,00 zł**, tj. **26,01 zł/MWh** względem wariantu **standard**.

Scenariusz **klaster 100** przedstawia koszty przy poziomie autokonsumpcji 100% i przysługujących w tym wariancie ulg. Roczny koszt energii elektrycznej dla gminy wyniesie **2 945 978,00 zł**, tj. **1 202,44 zł/MWh**. Względem wariantu **standard** jest to oszczędność **282 560,00 zł**, czyli o **115,33 zł/MWh** mniej.

Zestawienie scenariuszy kosztów zakupu energii		
standard	3 228 538,00 zł	1 317,77 zł/MWh
klaster 60	3 164 812,00 zł	1 291,76 zł/MWh
klaster 100	2 945 978,00 zł	1 202,44 zł/MWh
Oszczędności dla scenariuszy		
klaster 60	63 726,00 zł	26,01 zł/*MWh*
klaster 100	282 560,00 zł	115,33 zł/*MWh*

W celu oszacowania możliwych kosztów poniesionych przez gminę założono, że do obsługi kwestii związanych z klastrem wystarczy pracownik zatrudniony na pół etatu. Przyjęto stawkę powyżej aktualnego minimalnego wynagrodzenia brutto, tj. 2 000 zł na pół etatu. Koszt pracodawcy wyniósłby **28 915,20 zł**[4)] rocznie, co nie stanowi połowy oszczędności powstałych w scenariuszu **klaster 60**.

Stworzenie dodatkowych zachęt do inwestycji w lokalne i rozproszone źródła energii może przyczynić się do rozwoju gospodarki o obiegu zamkniętym na danym obszarze zwiększając przychody samorządów przez wzrost lokalnego zatrudnienia (obsługa źródeł, dostawa paliw), oraz dochody powiązane z inwestycjami oraz opodatkowaniem dochodów i majątku wytwórców energii.

III.1. Wsparcie dla ciepłownictwa i chłodnictwa z OZE

Dochody ogółem

Budowa nowych, odnawialnych źródeł ciepła będzie generować dodatkowe dochody budżetu państwa m.in. podatku dochodowego, podatku VAT. Z uwagi na różnorodność procesu inwestycyjnego w odniesieniu do różnych typów źródeł ciepła, zostały pominięte dodatkowe

[2)] https://bip.energa-operator.pl/s/20469/taryfa-dla-energii-elektrycznej
[3)] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/10557,Rynek-mocy-Prezes-URE-wyliczyl-wysokosc-oplaty-za-utrzymanie-bezpieczenstwa-ener.html
[4)] https://www.pit.pl/kalkulator-wynagrodzen-netto-i-brutto/

przychody budżetu generowane na samym etapie inwestycji (budowy) – uwzględniono jedynie zwiększone dochody na etapie funkcjonowania nowych jednostek.

Podatek dochodowy
Dochody budżetu państwa z tytułu podatku dochodowego od osób prawnych i fizycznych nie zostały wykazane w wymiarze ilościowym, z uwagi na zróżnicowanie podmiotów korzystających z zaproponowanego mechanizmu wsparcia. Z jednej strony należy zauważyć, iż brak wejścia w życie ustawy będzie skutkował prawdopodobnym pogorszeniem wyniku finansowego przed opodatkowaniem (być może także straty podatkowe) w odniesieniu do przedsiębiorstw wytwarzających ciepo, które będą musiały ograniczyć lub zaprzestać wytwarzania ciepła ze względu na odłączanie się odbiorców przyłączonych do sieci, którzy znajdą alternatywne sposoby zaopatrzenia w ciepło – bez obciążeń kosztami emisji CO_2.

Z drugiej strony, wprowadzenie proponowanych rozwiązań pozwoli na utrzymanie dotychczasowej pozycji przedsiębiorstw wytwarzających ciepło, a także będzie stymulować inwestycje w nowe odnawialne źródła ciepła, co powinno przyczyniać się do generowania nowej wartości dodanej.

Podatek VAT
Dochody budżetu państwa z tytułu podatku VAT nie zostały wykazane w wymiarze ilościowym, ponieważ ze względu na zróżnicowaną strukturę podmiotów, do których będzie sprzedawane ciepło z nowych źródeł (wspólnoty mieszkaniowe, spółdzielnie mieszkaniowe, gospodarstwa domowe wolnostojących domach, towarzystwa budownictwa społecznego), nie jest możliwe precyzyjne wskazanie, jaka część płaconego podatku VAT od sprzedaży ciepła będzie stanowiła dochód budżetu państwa. Niemniej jednak jest spodziewane utrzymanie stałego dochodu budżetu państwa z tego tytułu.

IV. Modernizacja instalacji OZE
V. Wsparcie operacyjne
Planowane systemy wsparcia dla instalacji modernizowanych oraz wsparcia operacyjnego (operacyjnego) zakładają wykorzystanie różnych modeli wsparcia – z uwzględnieniem interesów wytwórców a także efektywności kosztowej z punktu widzenia interesu państwa i ciężarów ponoszonych przez odbiorców energii.

Nowe inwestycje w modernizowane instalacje, podobnie jak w przypadku inwestycji w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa, będą stanowić pozytywny impuls rozwojowy i zwiększenie dochodów budżetu państwa.

Po stronie wydatkowej, w związku z faktem, iż planowane systemy wsparcia będą dotyczyć podobnych podmiotów i opierać się na podobnych założeniach co istniejące systemy wsparcia odnawialnych źródeł energii (w szczególności model aukcyjny), należy spodziewać się, że administracyjne koszty jego funkcjonowania również będą zbliżone co do struktury. Powyższe odnosi się do kosztów przygotowania i zarządzania systemem informatycznym oraz kosztów obsługi tego mechanizmu wsparcia (koszty osobowe ponoszone przez Urząd Regulacji Energetyki wymienione powyżej).

Należy w tym miejscu zauważyć, że sam koszt udzielanego wsparcia będzie zależny w znakomitej większości od giełdowej ceny energii. Zatem, w przypadku utrzymującego się trendu wzrostowego cen energii w kolejnych latach, można założyć, że koszty ww. systemów wsparcia będą coraz niższe.

Trzeba także podkreślić, że alternatywą dla systemu modernizacja lub wsparcia operacyjnego jest budowa nowych instalacji OZE w pełnej wysokości jej wyceny rynkowej, co jest rozwiązaniem znacząco droższym i mniej korzystnym dla kosztów ponoszonych przez konsumenta.

Innym założeniem przyjętym na potrzeby oszacowania kosztów jest podział w stosunku 50% do 50% między instalacjami wchodzącymi do systemu modernizacji oraz operacyjnego systemu wsparcia.

Na bazie przyjętych założeń, koszt systemów modernizacji i wsparcia operacyjnego wyniesie w perspektywie 2045r. ok. 11,27 mld złotych.

Tabela. 11. Szacunki dotyczące kosztu systemów modernizacji i wsparcia operacyjnego

Modernizacja	Wsparcie operacyjne

Rok wyjścia instalacji z dotychczasowego systemu	Wysokość szacowanego wsparcia	Rok wyjścia instalacji z dotychczasowego systemu	Wysokość szacowanego wsparcia
2020-2023	166 837 759,62 zł		
2024	189 565 800,67 zł		
2025	222 089 023,90 zł	**2020-2025**	40 212 599,88 zł
2026	257 168 886,51 zł	**2026**	51 395 076,79 zł
2027	362 036 964,78 zł	**2027**	71 490 326,54 zł
2028	432 787 631,47 zł	**2028**	103 188 509,89 zł
2029	477 367 082,23 zł	**2029**	119 686 918,06 zł
2030	538 931 068,24 zł	**2030**	137 358 431,86 zł
2031	556 176 862,42 zł	**2031**	141 753 901,68 zł
2032	573 974 522,02 zł	**2032**	146 290 026,53 zł
2033	592 341 706,72 zł	**2033**	150 971 307,38 zł
2034	611 296 641,34 zł	**2034**	155 802 389,22 zł
2035	630 858 133,86 zł	**2035**	160 788 065,67 zł
2036	651 045 594,14 zł	**2036**	109 069 098,28 zł
2037	671 879 053,16 zł	**2037**	98 565 948,45 zł
2038	693 379 182,86 zł	**2038**	75 629 262,42 zł
2039	439 401 764,19 zł	**2039**	36 460 351,39 zł
2040	424 678 326,97 zł	**2040**	18 966 235,86 zł
2041	394 473 723,81 zł		
2042	360 793 319,30 zł		
2043	212 373 282,61 zł		
2044	121 232 953,72 zł		
2045	74 244 813,66 zł		
SUMA	**9 654 934 098,18 zł**		**1 617 628 449,89 zł**

Powyżej przedstawione koszty systemu wsparcia modernizacji instalacji OZE oraz wsparcia ich działalności operacyjnej dotyczy ok. 1241,29 MW mocy zainstalowanych w technologiach biogazu, energetyki wodnej oraz biomasy.

Wyraźnego podkreślenia wymaga, że koszty utrzymania istniejących instalacji w systemie, przez wsparcie operacyjne lub wsparcie modernizacji, jest rozwiązaniem podyktowanym korzyściami dla konsumentów energii i kosztów systemu wsparcia energii odnawialnej.

Kwota ok. 11,27 mld zł została obliczona z rozłożeniem kosztów systemu do 2045 r. Dla porównania, zgodnie z szacunkami MKiŚ, koszt wsparcia budowy nowych jednostek wytwórczych o tej samej mocy, które musiałyby zastąpić jednostki wycofane wyniósłby ponad ok. 28,4 mld złotych. Różnica między kosztami wynosi zatem ponad 150%. Dzięki planowanemu rozwiązaniu będzie możliwe przeznaczenie zaoszczędzonych w ten sposób kwot na kolejne, nowe moce wytwórcze w OZE.

W załącznikach do OSR przedstawiono założenia służące do estymacji wysokości udzielonej pomocy publicznej a także rozłożenie w czasie (lata) mocy (w MW) zainstalowanych instalacji odnawialnych źródeł energii wchodzących do systemów wsparcia modernizacyjnego lub operacyjnego i utrzymywanych tym samym w krajowym systemie elektroenergetycznym.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców, oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe, a także osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze

Skutki								
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	*Łącznie (0–10)*
W ujęciu pieniężnym (w mln zł,	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0

ceny stałe z 2019 r.)	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0
	osoby niepełnosprawne	0	0	0	0	0	0	0
	osoby starsze	0	0	0	0	0	0	0
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Konieczność wybudowania licznych i rozproszonych terytorialnie zakładów, wpłynie na decentralizację dostaw gazu, stabilizując system i powodując zmniejszenie uzależnienia od importu tego surowca. Rozwój sektora aktywizuje lokalną przedsiębiorczość dając impuls do rozwoju małych i średnich przedsiębiorstw, tworzy wartość dodaną w postaci nowych miejsc pracy w całym łańcuchu wartości, w zakresie realizacji usług zewnętrznych koniecznych do funkcjonowania instalacji, np: dostaw lokalnych surowców, handlu, budowy instalacji i produkcji komponentów i ich dostaw, usług planowania i doradztwa czy badania i rozwoju. Możliwość inwestycji otrzymania wsparcia na realizacje inwestycji w wyspowe odnawialne źródła ciepła. Możliwość inwestycji mającej na celu modernizację lub zmianę paliw lub sposobu wytwarzania ciepła w kierunku niskoemisyjnego. Możliwość poprawy kondycji finansowej. Możliwość odejścia od kosztów związanych z paliwem węglowym.						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe osoby niepełnosprawne osoby starsze	Wytwarzanie biometanu wiąże się z realizacją celów gospodarki o obiegu zamkniętym („circular economy”). Pozwoli to efektywnie zmniejszyć uciążliwości środowiskowe, a także koszty zagospodarowania bioodpadów i pozostałości komunalnych, rolniczych, z gospodarstw domowych oraz pochodzących z różnych gałęzi przemysłu spożywczego. Zapewnienie ciągłości dostaw ciepła. Poprawa jakości powietrza.						
Niemierzalne	rozwój klastrów energii	Rozwój przedsiębiorstw innowacyjnych, w szczególności w branży elektromobilności, magazynowania energii oraz blockchain.						

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	**<u>I. Biometan – nakłady na rozwój sektora – dotyczy przede wszystkim średnich i dużych przedsiębiorstw</u>** Rozwój sektora biometanu, poza wpływem na sektor gazowy oraz elektroenergetyczny będzie również uzależniony od determinacji oraz możliwości w zakresie pozyskania odpowiedniego kapitału ze strony prywatnych inwestorów, zainteresowanych budową instalacji do wytwarzania biometanu. Koszty inwestycyjne poniesione na instalację (CAPEX) można podzielić na kilka kluczowych pozycji, do których należą: (1) jednostka służąca do wytwarzania biogazu – bez modułu kogeneracyjnego, ale łącznie z niezbędną infrastrukturą towarzyszącą (silosy, infrastruktura, uzbrojenie terenu), (2) moduł uzdatniania biogazu do parametrów gazu ziemnego oraz (3) koszt budowy przyłącza gazowego. Średnie koszty tego rodzaju instalacji wynoszą ok. 18,5–20 mln zł w przypadku jednostki produkcyjnej o wydajności 2 mln m^3 biometanu rocznie. Zatem w celu realizacji 500 instalacji, zgodnie z założeniami projektu, będzie konieczne zainwestowanie środków finansowych rzędu 9,25–10 mld zł. Koszty eksploatacyjne (operacyjne) wynikające z funkcjonowania instalacji (OPEX) są uzależnione od wielu czynników, jednak można je zagregować do kilku kluczowych elementów, do których należą: (1) koszty związane z pozyskaniem substratu, (2) koszty obsługi instalacji (bez modułu uzdatniania biogazu), do których należą koszty wynagrodzeń pracowników, koszt utrzymania urządzeń technologicznych, koszty wywozu pofermentu, koszty laboratoryjne czy też podatek od nieruchomości oraz (3) koszty utrzymania stacji uzdatniania biometanu. Największy udział w średniorocznych kosztach operacyjnych instalacji do wytwarzania biometanu mają koszty pozyskania substratu oraz koszty oczyszczania biogazu. Średnioroczne koszty OPEX są bardzo zróżnicowane i zależą przede wszystkim od modelu pozyskania surowca, jak również technologii oczyszczania biogazu. Przyjmuje się, że dla instalacji o wydajności 2 mln m^3 biometanu rocznie mogą wynosić od 3,0 do 5,5 mln zł.

II. Klastry energii

Klastry energii są generatorem innowacyjnych ekosystemów, na które składają się nowe łańcuchy dostaw oraz usługi powiązane. Pobudza to MŚP w tym start–upy do wytwarzania nowoczesnych produktów oraz usług i zwiększa dywersyfikację gospodarczą regionów także przez przyciąganie inwestycji, dla których jednym z najważniejszych elementów staje się tworzenie produktów z jak najniższym śladem węglowym przez maksymalne wykorzystanie źródeł OZE.

Oprócz zatrudnienia bezpośredniego w obsłudze źródeł OZE po realizacji inwestycji, należy doliczyć zatrudnienie bezpośrednie przy samej ich realizacji (zarządzanie, budowa). Analiza Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej IRENA wykazała, że w 2019 r. 11,5 miliona osób pracowało w branży OZE. To wzrost o 500 tys. miejsc pracy w porównaniu do 2018 r. https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2020

Inwestycje w OZE dają szanse na aktywizację terenów słabo zaludnionych, o ubogich glebach oraz na wzrost atrakcyjności regionów dla inwestorów.

Rozwój OZE w klastrach energii może skutecznie wpłynąć na przyciągnięcie nowych zagranicznych inwestycji.

W zakresie realizacji obowiązku instalacji licznika zdalnego odczytu szacuje się, że obowiązek ten obejmujący 0,05% punktów poboru energii odbiorców końcowych przyłączonych do sieci operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w skali kraju co roku przełoży się na możliwość zainstalowania ok. 9 tys. liczników, co przekłada się na poszczególne OSD na następujące orientacyjne ilości:

1) 1350 szt.;
2) 1600 szt.;
3) 2750 szt.;
4) 550 szt.;
5) 2750 szt.

Zakładając wariant ambitnego rocznego wzrostu ilości klastrów – na obszarze jednego OSD 50 klastrów z 20 członkami, oznacza to 1000 punktów poboru energii (PPE) do opomiarowania. Równocześnie, część PPE zostanie opomiarowana zgodnie z harmonogramem z ustawy – Prawo energetyczne. Niektórzy członkowie klastra będą jednak posiadać więcej niż jeden PPE. Dla uproszczenia, te dwie zmienne znoszą się wzajemnie.

Regulacja zabezpiecza także wariant bardzo szybkiego rozwoju klastrów, przez zabezpieczenie minimalnej liczby 1500 liczników zdalnego odczytu rocznie dla jednego OSD (75 klastrów z 20 członkami w jednym roku na obszarze jednego OSD).

Szacuje się, że koszt licznika zdalnego odczytu w wariancie łączności standardowej (PLC) to ok. 400 zł. Dodatkowo dochodzą koszty montażu.

Zakładając, że w pierwszym roku pod rządami nowych regulacji klastrowych powstanie 100 klastrów przy średnio 20 członkach, oznacza opomiarowanie 2000 PPE. Założyć można koszt roczny 2000x400zł= 800 000 plus 25% robocizna, razem ok 1 000 000. Narastająco od 2024 r. do końca 2029 r. koszty *ceteris paribus* to 6 000 000 zł przy cenach dzisiejszych.

Wariant PEP 2040 to 300 klastrów (obszarów zrównoważonych energetycznie), a więc średnio 50 klastrów rocznie, zatem koszt w wariancie PEP 2040 to 3 000 000 zł.

Koszt w części będzie mógł zostać sfinansowany ze środków Funduszu Modernizacyjnego, a w pozostałej części stanowić będzie koszt uzasadniony dla OSD.

III. Wsparcie dla ciepłownictwa i chłodnictwa z OZE

Projektując brzmienie nowelizowanego art. 45 (dodając przepis art. 45 ust. 1b) ustawy – Prawo energetyczne należało wziąć pod uwagę szczególną sytuację sektora ciepłownictwa systemowego w obliczu transformacji w kierunku zeroemisyjnym. Sektor ten jest jednym z najbardziej „regulowanych" obszarów prowadzenia działalności gospodarczej w szeroko rozumianym sektorze energetycznym. Udział paliw stosowanych do wytwarzania ciepła w 2010 r. i w 2019 r. wskazuje na niewielkie zmiany w strukturze miksu paliwowego ciepłownictwa

systemowego w Polsce mimo poniesionych nakładów. Nadal paliwem wiodącym jest węgiel, którego udział spadł tylko o ok. 5 punktów procentowych w ciągu 9 lat, wzrósł udział paliw gazowych (o 4,3%) oraz OZE (o 3,8% – w znacznej większości biomasy stałej – 97,5%). Nakłady przeznaczane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze sugerują więc głównie inwestycje odtworzeniowe oraz mające na celu dostosowanie węglowych jednostek wytwórczych do zaostrzających się norm emisyjnych, na co wskazuje ograniczenie emisyjności sektora ciepłownictwa systemowego, mimo braku istotnych zmian w strukturze miksu paliwowego. Ta sytuacja w obliczu dynamicznie rosnących cen uprawnień do emisji CO_2 wymaga radykalnych działań w zakresie wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii.

Bezpośrednie wskazanie, że przedsiębiorstwu inwestującemu w budowę, modernizację i przyłączanie źródeł ciepła będących instalacjami OZE, bądź źródłami ciepła odpadowego będzie przysługiwać z góry ustalona stopa zwrotu ma wyeliminować niepewność inwestycyjną oraz regulacyjną. Jasne zasady wynagradzania przedsiębiorstw działających w branży ciepłowniczej pozwolą na łatwiejsze planowanie transformacji energetycznej przedsiębiorstw w drodze do neutralności klimatycznej. Biorąc pod uwagę, że taryfy przedsiębiorstw energetycznych są regulowane przez Prezesa URE, gwarantowany zwrot z kapitału ma pozwolić przedsiębiorstwom podejmować decyzje inwestycyjne, które bezpośrednio stanowić będą krok w stronę transformacji energetycznej.

Polska w zakresie ciepłownictwa sprosta wyzwaniom stawianym przed tym sektorem wynikającym z obowiązującej polityki energetyczno-klimatycznej UE, m.in. dzięki realizacji celów Polityki energetycznej Polski do 2040 r. Cele stawiane przed polskimi systemami ciepłowniczymi to m.in.:

1) zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie sieciowym,
2) zwiększenie udziału efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych do poziomu 85%,
3) integracja odnawialnych źródeł ciepła niskotemperaturowego z sieciami ciepłowniczymi oraz
4) przyłączanie nowych odbiorców do sieci ciepłowniczych, tak aby osiągnąć poziom 70% gospodarstw domowych przyłączonych do sieci ciepłowniczej w gminach miejskich (co oznacza ok. 1,5 mln więcej gospodarstw domowych zasilanych przez ciepłownictwo systemowe w porównaniu z 2018 r.).

Propozycja art. 45 ust. 1b ustawy – Prawo energetyczne wpisuje się we wszystkie cele wynikające z przyjętej przez Radę Ministrów PEP 2040. Przyłączane źródła OZE będą przyczyniały się do uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego, jakość dostarczanego ciepła będzie zgodna ze standardami nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej dla nowobudowanych budynków co pozwoli na przyłączanie nowych odbiorców oraz wzrost udziału OZE w sektorze ogrzewnictwa i chłodnictwa.

Nie bez znaczenia jest również fakt, że w propozycji Komisji Europejskiej Fit for 55% wskazuje się wzrost indykatywnego celu wzrostu udziału OZE w sektorze wytwarzania ciepła i chłodu do 2,1% rocznie. Jedyną szansą na spełnienie powyższego celu jest zapewnienie przedsiębiorstwom odpowiednich środków finansowych na przeprowadzenie transformacji systemów ciepłowniczych. Przedsiębiorstwa, prócz środków finansowych, aby podjąć się realizacji inwestycji w instalację OZE lub wykorzystującą ciepło odpadowe, muszą mieć przekonanie, że ma ona szanse zwrócić się i zamortyzować w określonym czasie, stanowiąc jednocześnie krok w drodze do neutralności energetycznej. Powyższe uzasadnia przyjęcie zagwarantowanej stopy zwrotu od inwestycji w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami OZE oraz źródeł ciepła odpadowego.

W związku z dyrektywą RED II i koniecznością „zazielenienia" ciepła systemowego, konieczny jest mechanizm zachęcający w sposób zdecydowany do budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami odnawialnego źródła energii oraz źródeł ciepła odpadowego. Wobec aktualnie obowiązującej w Modelu zwrotu z kapitału Prezesa URE stopy zwrotu określonej na 5,076%, stopa siedmioprocentowa powinna być wystarczającą zachętą do wskazanych działań.

Precyzyjne oszacowanie wpływu wprowadzenia tego przepisu na obciążenie odbiorców jest niemożliwe do wskazania, ze względu na brak możliwości określenia w jakim czasie i w jakiej technologii i w jakiej wielkości nastąpi wymiana, modernizacja i przyłączenie do systemu ciepłowniczego źródeł ciepła będących instalacjami odnawialnego źródła energii.

Po wtóre, źródła te nie będą stanowić o całym wolumenie ciepła w systemie ciepłowniczym, bowiem będą to źródła lokalne, na poziomie kilku MW, które będą przyłączane na końcówkach systemów ciepłowniczych – kolektory słoneczne, pompy ciepła, rzadziej źródła opalane biomasą z uwagi na jej ograniczoną dostępność i zaostrzające się kryteria zrównoważoności tego paliwa.

Na koniec trzeba wskazać, że zwrot z kapitału jest znikomym elementem w całej puli kosztów uzasadnionych, co nie powinno implikować wzrostu obciążeń dla odbiorców. W związku z wzrostem cen EUA z poziomu 5 EUR/EUA w 2017 r. do poziomu 90 EUR/EUA w 2022 r. oraz zwyżkami cen gazu ziemnego i węgla kamiennego są obserwowane wzrosty taryf na poziomie 30–240%. Wzrost udziału OZE w sektorze ciepłowniczym pozwoli zmniejszyć ekspozycję przedsiębiorstw ciepłowniczych na uwarunkowania polityki klimatycznej UE oraz warunków makroekonomicznych.

Co istotne, wzrost zwrotu z kapitału przy szacunkowych obliczeniach obciążeń odbiorców ciepła będzie kompensowany redukcją kosztów paliwa, a przy dotychczasowym stosowaniu paliwa węglowego lub gazowego – redukcją kosztów wynikających z emisji CO_2, co może i powinno doprowadzić nie tylko do „zazielenienia" systemów ciepłowniczych i zmniejszenia szkodliwej emisji, ale także do zmniejszenia rachunków płaconych przez odbiorców.

Analogiczne rozwiązania znajdują się już w art. 45 ustawy – Prawo energetyczne, który to w obecnym brzmieniu gwarantuje:

1) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie magazynowania paliw gazowych, w tym budowy, rozbudowy i modernizacji magazynów paliw gazowych, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%;

2) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy i przyłączania infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego i powiązanych z nią magazynów energii elektrycznej, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%.

IV. Modernizacja instalacji OZE oraz V. Wsparcie operacyjne

Podstawowym założeniem podczas tworzenia systemu modernizacji oraz systemu wsparcia operacyjnego było zważenie kosztów alternatywnych rozwiązań (trade-off). W przypadku braku wsparcia instalacji istniejących lub umożliwienia im gruntownej modernizacji, istnieje ryzyko, że z uwagi na wyższe koszty trzech rodzajów źródeł energii objętych wsparciem, wytwórcy zaprzestaną działalności w takich instalacjach. Z uwagi na to, że zapotrzebowanie na energię elektryczną stale rośnie, założono, że w krótkim-średnim okresie wyłączone źródła OZE byłyby zastąpione zwiększeniem produkcji energii ze źródeł kopalnych.

Drugą alternatywą jest możliwość wybudowania nowych instalacji OZE, lecz w tym przypadku koszt ponoszony przez odbiorcę końcowego i system wsparcia jest znacząco wyższy niż przy kontynuowaniu działalności przez wytwórcę, czy też nawet modernizacji instalacji.

Dane o instalacjach, którym skończył lub niedługo skończy się system wsparcia, które były podstawą do wyliczeń kosztów systemu wsparcia i pomocy publicznej, pochodzą z Urzędu Regulacji Energetyki oraz Agencji Rynku Energii S.A. Metodologia użyta do obliczania kosztów była tożsama z używaną przy określaniu ceny OZE w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy w danym roku wygrali aukcje, wydawanym na podstawie art. 77 ust. 3 ustawy.

Analizując potencjalne koszty funkcjonowania systemów wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego przyjęto założenie, że połowa wytwórców, dla których poprzednie systemy wsparcia przestaną obowiązywać w latach 2020–2030 zdecyduje się na wejście do jednego z nowych systemów, a połowa do drugiego. Na tej podstawie, biorąc dodatkowo pod uwagę wejście w życie systemu wsparcia operacyjnego w 2025 r., wyliczono łączny koszt wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz w trybie wsparcie operacyjnego w perspektywie do 2045 r. na poziomie ok. 11,27 mld zł.

Przy orientacyjnym wyliczeniu wpływu tego kosztu na obciążenie odbiorców końcowych należy wskazać, że zgodnie ze Statystyką Elektroenergetyki Polskiej 2019 (Agencja Rynku Energii, 2020), zużycie przez końcowych odbiorców energii elektrycznej wyniosło w 2019 r. 135 157 000 MWh, z czego na gospodarstwa domowe oraz rolne przypadło 30 963 000 MWh. Aplikując do

	tych danych przyjęte w PEP 2040 założenia dotyczące wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce (średnio ok. 1,23% rocznie) otrzymujemy w 2045 r. wartość zużycia wynoszącą 185 728 564 MWh rocznie dla wszystkich grup odbiorców, w tym 42 548 396 MWh w przypadku gospodarstw domowych i rolnych. Na podstawie tych wartości można ocenić, że w przeliczeniu na 1 MWh energii elektrycznej zużytej przez odbiorcę końcowego koszt systemu wsparcia wyniesie ok. 3,14 zł. Biorąc pod uwagę średnią wartość zużycia energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i rolnym w 2019 r. (2 MWh, zgodnie z: Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2019), daje to obciążenie ok. 6,28 zł rocznie na gospodarstwo. Poziom 3,14 zł oznacza przy tym, że przy średniej cenie energii elektrycznej dla odbiorcy w taryfie G wynoszącej w 2020 r. 537,4 zł netto (koszt sprzedaży i dystrybucji łącznie, źródło: Urząd Regulacji Energetyki), koszt systemu wsparcia nie powinien przekroczyć 0,6% pełnej ceny energii elektrycznej. Należy przy tym zaznaczyć, że prognozy kosztu systemu opierały się na założeniu, że cena hurtowa energii w 2021 r. osiągnie ok. 353 zł (cena średnioważona, produkt BASE na Towarowej Giełdzie Energii w czerwcu br.). Tymczasem nadal obserwujemy bardzo gwałtowne wzrosty, które przełożyły się na osiągnięcie poziomu ponad 829,98 zł w grudniu 2021 r. Przy tak dużej zmienności cen energii na rynku oraz wysokich poziomach inflacji wyliczenia obciążenia dla odbiorcy końcowego jest obarczone bardzo dużym błędem, można jednak zakładać, że oba systemy, przez oparcie głównie na kontraktach różnicowych, będą neutralne kosztowe dla odbiorcy końcowego.

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☒ nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☐ nie dotyczy
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☒ zmniejszenie liczby procedur ☒ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☒ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☐ nie dotyczy

Zawarte w projekcie ustawy zmiany obciążeń regulacyjnych związane są z implementacją art. 16 ust. 4 RED II, który stanowi, iż łączny czas trwania procedur związanych z wydawaniem zezwoleń właściwych organów dla instalacji o mocy zainstalowanej 150 kW i wyższej nie może przekroczyć dwóch lat, a okres ten ze względu na wystąpienie nadzwyczajnych okoliczności można przedłużyć o jeden rok. Dla instalacji o mocy zainstalowanej poniżej 150 kW, okres trwania procedur to maksymalnie rok – z możliwością przedłużenia o jeden rok w szczególnie uzasadnionych przypadkach.

9. Wpływ na rynek pracy

Regulacje zawarte w niniejszym projekcie ustawy generować będą zapotrzebowanie na dodatkowe miejsca pracy zarówno w sektorze energetyki i transportu (dotyczy wytwarzania jak również transportu biometanu) oraz w innych sektorach gospodarki – budownictwo, finanse, usługi, itp.

Tworzenie nowych miejsc pracy w innowacyjnych sektorach gospodarki stymulować będzie konieczność budowania nowych kompetencji na rynku pracy (w tym lepiej płatnych miejsc pracy), co wpłynie korzystnie na cały sektor gospodarki – budowanie gospodarki opartej na wiedzy.

Na wcześniejszym etapie prac nad regulacją ustawodawca identyfikował ryzyka w zakresie rynku pracy wynikające z obserwowanych trendów – planowana stopa bezrobocia rejestrowanego na koniec 2020 r. miała wynieść 3,2 % oraz 3% w kolejnych latach (na podstawie danych Narodowego Banku Polskiego z marca 2019 r.). Powyższe oznaczało, że pozyskanie zasobów ludzkich o właściwych kompetencjach mogło być istotnie utrudnione (generować mogło dodatkowe koszty).

Obecnie, w związku z pandemią COVID-19 oraz jej wpływem na rynek pracy (prognozowany istotny wzrost stopy bezrobocia wobec wcześniejszych szacunków), powyższe ryzyka mogą się nie zmaterializować. Co więcej, uruchomienie inwestycji w odnawialne źródła energii i biometan może dać silny impuls dla rozwoju gospodarczego, który będzie jednym z elementów odbudowy polskiej gospodarki po okresie spowolnienia wywołanym pandemią COVID-19.

Ostateczna liczba nowoutworzonych miejsc pracy będzie wynikać również ze stopnia rozwoju lokalnego łańcucha dostaw.

Przewiduje się pozytywny wpływ na rynek pracy w sektorze budownictwa infrastrukturalnego, wynikający ze przewidywanego zwiększenia inwestycji w zakresie modernizacji istniejących i budowy nowych systemów ciepłowniczych i innych technologii OZE, do czego powinno się przyczynić wprowadzenie dodatkowego mechanizmu pozwalającego na dofinansowywanie tego typu przedsięwzięć. Powyższe przełoży się na ożywienie gospodarcze w obszarze firm realizujących prace i usługi związane w pierwszej kolejności z etapem budowlanym inwestycji, a następnie z eksploatacją w perspektywie całego okresu wykorzystania danej technologii. Nowe kontrakty na wykonawstwo usług: projektowych, budowlanych, dostarczania paliwa, serwisu, przełożą się na potrzebę zwiększenia zatrudnienia przez podmioty realizujące działalność gospodarczą w przytaczanym powyżej zakresie.

Dodatkowo, przewiduje się pośrednie skutki w branżach urządzeń wykorzystywanych w systemach ciepłowniczych (rury, zawory, liczniki, itp.) oraz w innych technologiach OZE, co z kolei spowoduje przyrost miejsc pracy wśród producentów dedykowanych urządzeń. Możliwość odłączania się od systemu ciepłowniczego przez odbiorców planujących wykorzystanie indywidualnych źródeł ciepła działających w oparciu o odnawialne źródła energii, a także obowiązek przyłączania instalacji odnawialnego źródła energii do systemów ciepłowniczych i zakupu ciepła z takich instalacji może wpłynąć w pośredni sposób na wzrost zatrudnienia w sektorach gospodarki zajmujących się odnawialnymi źródłami energii dostarczającymi ciepło.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☒ środowisko naturalne	☐ demografia	☐ informatyzacja
☒ sytuacja i rozwój regionalny	☐ mienie państwowe	☒ zdrowie
☒ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ inne:	

Omówienie wpływu	Wykorzystanie biometanu będzie redukowało emisję gazów cieplarnianych do atmosfery w związku z ograniczeniem (w zależności od sposobu jego ostatecznego wykorzystania) gazu ziemnego lub ropy naftowej wykorzystywanej do produkcji paliw ciekłych. Instalacje do produkcji biometanu będą rozproszone na terenie całego kraju, będą powstawać przede wszystkim w pobliżu źródła surowca (odpady przemysłu rolno-spożywczego, odpady komunalne, itp.), co wpłynie pozytywnie na aktywizację i rozwój tych terenów. W przypadku instalacji wytwarzających biometan, korzystających z różnego rodzaju odpadów, instalacje te wpisują się w koncepcję gospodarki o obiegu zamkniętym, gdzie przy jednoczesnym odzysku energii zmniejsza się konieczność stosowania mniej pożądanych sposobów postępowania z odpadami, przez ich składowanie. Rozwój instalacji biogazu rolniczego potwierdza, że powiązane funkcjonowanie tych instalacji z przetwórniami rolniczymi, gorzelniami oraz zakładami przetwórstwa rolno-spożywczego pozwala na obniżenie kosztów wytwarzania biogazu lub obniżenie kosztów funkcjonowania zakładów, które wykorzystują surowce do procesów fermentacji. Potwierdzeniem tego kierunku jest wzrastający odsetek wykorzystania substratów odpadowych w stosunku do ilości substratów z upraw celowych. Zgodnie z danymi przekazanymi przez KOWR, w 2019 r. udział ten kształtował się następująco: 13,8% surowce celowe, 86,20% surowce odpadowe, natomiast najwięcej biogazu powstało z: wywaru gorzelnianego (817 199 ton), pozostałości z owoców i warzyw (768 890 ton) gnojowicy (733 452 ton). Oszacowanie wpływu wykorzystania surowców odpadowych do produkcji biometanu nie jest zadaniem łatwym, z uwagi na specyfikę sytuacji poszczególnych przedsiębiorców, czy też koszty związane z alternatywnymi sposobami zagospodarowania odpadów i pozostałości poprodukcyjnych – tym niemniej istniejący trend potwierdza, iż jest to efektywne ekonomicznie i uzasadnione podejście z punktu widzenia przedsiębiorców. Przyjęte rozwiązania w zakresie biometanu będą wspierały szersze wykorzystanie kolejnych substratów pochodzących z przemysłu rolno-spożywczego, takich jak: odpady z cukrowni, rzeźni, gorzelni, browarów, mleczarni czy przetwórstwa rolno-spożywczego, poprawiając sytuację finansową zarówno wytwórców biogazu (tani surowiec) jak również przedstawicieli ww. branż (ograniczenie kosztów składowania odpadów). Wytwarzanie biogazu na potrzeby biometanu będzie miało również pozytywny wpływ na zdrowie w przypadku wykorzystania gnojowicy jako surowca do wytwarzania biometanu. Wiąże się to przede wszystkim z następującymi kwestami: (1) eliminacją patogenów w wyniku procesu higienizacji, (2) redukcja odorów w porównaniu do stosowania do nawożenia surowej gnojowicy (szacowane na ok. 80%). Wpływa to nie tylko na poprawę warunków nawożenia pól uprawnych w porównaniu z nieprzefermentowaną gnojowicą oraz zmniejsza ryzyko zanieczyszczenia wód gruntowych

	i powierzchniowych. Fermentacja beztlenowa istotnie poprawia jakość nawozu organicznego, jakim jest gnojowica, podnosząc zawartość N-NH4 do 90% (zawartość dla gnojowicy nie przekracza 50%) – co istotnie ułatwia przyswajanie przez rośliny zmniejszając zagrożenie wymywania i eutrofizacji wód. W efekcie istotnie zmniejszy się ładunek biogenów wymywanych z pól i transportowanych rzekami do zlewni Morza Bałtyckiego. Wdrożenie proponowanych rozwiązań powinno przyczynić się do zwiększenia udziału ciepła systemowego w ogrzewaniu mieszkań i domów jednorodzinnych, zwłaszcza w ośrodkach miejskich. Zwiększenie wykorzystania systemów ciepłowniczych oraz przewidywane rosnące nasycenie tych systemów ciepłem wytwarzanym w odnawialnych źródłach energii sprzyjać będzie poprawie jakości życia w szczególności w miastach. Powyższe powinno wywrzeć pozytywny wpływ na czystość powietrza w aglomeracjach, co w oczywisty sposób przełoży się na poprawę stanu zdrowia społeczeństwa. Dodatkowe środki przeznaczone na inwestycje powinny sprzyjać aktywności i stymulować rozwój gospodarczy zwłaszcza w regionach, w których istnieje duży potencjał do wykorzystania ciepła systemowego. W zakresie wpływu na sądy administracyjne, powszechne i wojskowe podkreśla się, iż w opinii projektodawcy, proponowane w projekcie ustawy rozwiązania mogą potencjalnie wpłynąć na wzrost liczby spraw prowadzonych przez SOKiK ze względu na poszerzenie katalogu decyzji i postanowień Prezesa URE podlegających zaskarżeniu do SOKiK, zaś w konsekwencji potencjalnie może zwiększyć się liczba apelacji kierowanych do Sądu Apelacyjnego w Warszawie.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Planuje się, że ustawa wejdzie w życie pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie miesiąca od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem przepisów, które powinny wejść w życie z uwzględnieniem odpowiedniego, dłuższego *vacatio legis*.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Ponieważ przedmiotowa ustawa ma na celu wdrożenie RED II, a zgodnie z tą dyrektywą, państwa członkowskie są zobowiązane do raportowania realizacji celu w zakresie odnawialnych źródeł energii na 2030 r., ocena efektów będzie dokonywana w sposób ogólny i zagregowany w ramach procedur sprawozdawczości dotyczących Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu oraz zintegrowanego krajowego sprawozdania z postępów w dziedzinie energii i klimatu. Biorąc pod uwagę powyższe oraz specyfikę projektu ustawy, w opinii ministra właściwego do spraw klimatu, nie ma potrzeby dokonywania dodatkowej ewaluacji efektów projektowanej regulacji.

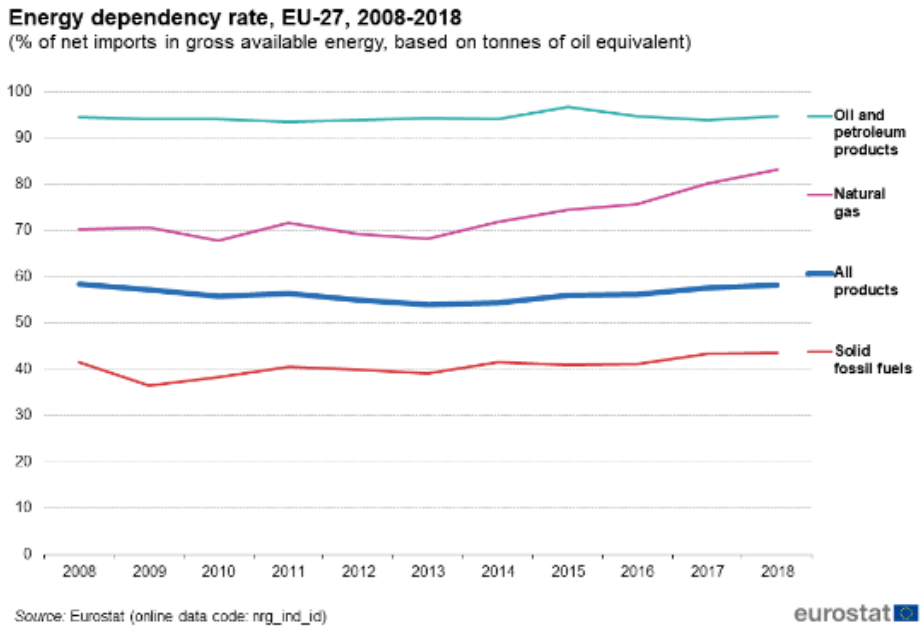
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

Załączniki do OSR:
1. Korzyści płynące z rozwoju sektora biogazu/biometanu.
2. Założenia systemu modernizacji i wsparcia operacyjnego.
3. Moc zainstalowana instalacji odnawialnego źródła energii, które wejdą do systemu modernizacyjnego lub operacyjnego w perspektywie do 2030 roku (wg. technologii).
4. Wpływ na sektor energetyczny – wprowadzenie instrumentów wsparcia dla członków klastra energii.
5. Wpływ wprowadzenia minimalnego zwrotu z kapitału dla inwestycji w źródła ciepła będące odnawialnymi źródłami energii oraz źródłami ciepła odpadowego na środowisko i budżet odbiorców oraz konwersja systemów ciepłowniczych w efektywne energetycznie systemy ciepłownicze.

Załącznik nr 1 – Korzyści płynące z rozwoju sektora biogazu/biometanu

1. **Poprawa w zakresie bezpieczeństwa energetycznego Państwa, zmniejszenie uzależnienia od importu surowców energetycznych**

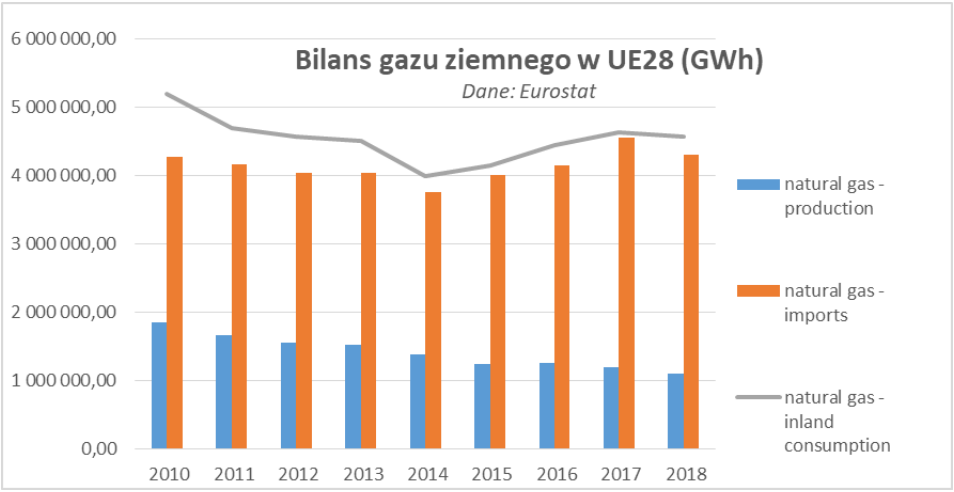
   Malejąca produkcja energii pierwotnej ze szczególnym uwzględnieniem ropy naftowej i gazu zimnego na przestrzeni ostatnich lat powoduje, że w krajach UE28 następuje wzrastające uzależnienie od importu nośników energii pierwotnej. Poziom uzależnienia mierzony tzw. ***wskaźnikiem zależności energetycznej*** pokazuje, że gaz ziemny jest drugim (po ropie naftowej) nośnikiem energii o najwyższym stopniu uzależnienia (w 2018 r. wynosił on 83,2%). Co szczególnie istotne, poziom tego wskaźnika dynamicznie wzrasta w ostatnich latach, co pokazuje poniższy wykres.



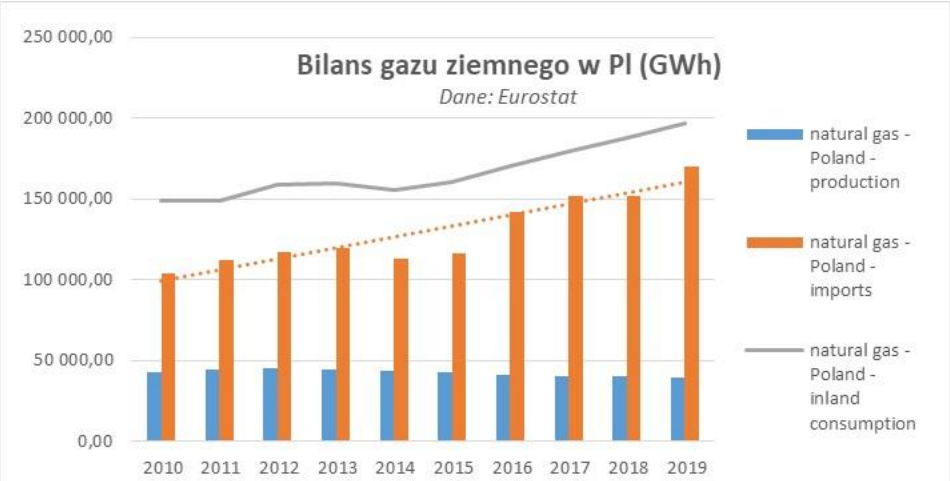
Wysoki poziom wskaźnika zależności energetycznej wskazuje na wzrastające uzależnienie od importu, w tym również na koszty związane z pozyskaniem błękitnego paliwa. W 2018 r. UE sprowadziła ok. 363 mld m^3 gazu ziemnego kosztem ok. 90 mld EUR. Mimo zmieniającej się w ostatnich latach struktury źródeł importu, pozycję lidera w tym zakresie nadal utrzymuje Rosja – w 2018 r. 40,4% importu gazu ziemnego do UE28 pochodziło z tego kierunku.

Charakter uzależnienia UE28 od dostaw zewnętrznych gazu ziemnego na teren Europy przedstawia również poniższy wykres, pokazujący dwie główne przyczyny narastania tego zjawiska:

- stopniowy wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny, widoczny od 2014 r.
- postępujące zmniejszanie się produkcji gazu ziemnego w UE, przy czym to zjawisko ma charakter stały i na przestrzeni ostatnich lat (2010–2018) produkcja gazu ziemnego w UE28 zmniejszyła się o ok. 41%.



Uzależnienie gospodarki od dostaw zewnętrznych gazu ziemnego jest szczególnie widoczne na przykładzie Polski. Mimo utrzymującego się od lat stosunkowo stabilnego poziomu produkcji gazu ziemnego w kraju, dynamicznie wzrasta (obserwowana szczególnie w ostatnich latach) konsumpcja tego paliwa. W efekcie, aktualnie krajowe wydobycie gazu ziemnego na poziomie ok. 4 mld m^3 pokrywa zaledwie ok. 22% zapotrzebowania na to paliwo, w związku z czym krajowa konsumpcja gazu ziemnego w niemal 80% uzależniona jest od dostaw zewnętrznych.



Wskazana na powyższym wykresie linia trendu znajduje potwierdzenie w dokumentach rządowych. Biorąc pod uwagę planowaną w Krajowym Planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 konsumpcję gazu ziemnego w kraju (15 937 ktoe), planowane zdolności produkcyjne w zakresie biometanu pozwolą na pokrycie zaledwie ok. 6,0 % udziału w ogólnej konsumpcji gazu ziemnego w kraju.

Rozwiązaniem zapewniającym zwiększenie stabilności systemu energetycznego jest doprowadzenie do dynamicznego wzrostu wykorzystania biogazu (w tym biometanu) w konsumpcji krajowej gazu ziemnego. Biorąc pod uwagę krajowy potencjał surowca – jest możliwe w przyszłości wygenerowanie ilości zielonego paliwa gazowego na porównywalnym poziomie ze zdolnościami produkcyjnymi gazu ziemnego w kraju.

2. Wzrost konkurencyjności krajowego rolnictwa

Upowszechnienie rozwoju biogazowni na terenach wiejskich doprowadzi do większej samowystarczalności branży rolniczej i jej innowacyjności, umożliwiając prowadzenie produkcji rolnej w sposób zrównoważony z większym poszanowaniem środowiska naturalnego.

Zwiększenie wykorzystania biogazu rolniczego, wytwarzanego na potrzeby produkcji biometanu, wykorzystującego produkty uboczne rolnictwa, płynne i stałe odchody zwierzęce oraz pozostałości przemysłu rolno-spożywczego przyczyni się do wzrostu dochodów rolników przez wykorzystanie niezagospodarowanych dotychczas potencjalnych pozostałości energetycznych oraz pozwoli na zachowanie podstawowej funkcji krajowego rolnictwa jaką jest produkcja żywności.

Rozwój sektora biogazu rolniczego (w tym biometanu) umożliwi pozyskanie znacznych ilości wysokiej jakości przyjaznych dla środowiska nawozów organicznych w formie pozostałości pofermentacyjnych substratu pochodzenia rolniczego oraz w formie granulatu. Należy mieć na uwadze, że biogazownia rolnicza o zdolności produkcyjnej ok. 500 m^3/h wytwarza równocześnie ilość pofermentu, którą można zagospodarować na ok. 1–1,2 tys. ha użytków rolnych rocznie.

Poferment jest również uznawany za bardziej wartościowy polepszacz gleby niż gnojowica z uwagi na:

- większy udział składników pokarmowych w formach mineralnych, które są bezpośrednio przyswajalne przez rośliny, dając lepszy efekt nawozowy,
- większą zawartość azotu amonowego, uznawanego za najlepszą formę azotu dla roślin,

- wyższe pH (powyżej 7,0), przez co zmniejszając poziom zakwaszenia gleby poprawia ich produktywność,
- szybszy rozkład w glebie,
- niszczenie nasion chwastów w procesie fermentacji, co ogranicza konieczność stosowania pestycydów,
- stosowanie pofermentu zwiększa zawartość materii organicznej w glebach, wpływając korzystnie na ich produktywność.

Co jest również ważne, stosowanie pofermentu pozwala na likwidację odorów związanych z procesami składowania oraz stosowania gnojowicy na polach, oraz zapewnia efektywniejsze utrzymanie wilgoci w glebie i późniejsze jej nawadnianie, co w obecnej sytuacji hydrologicznej w kraju ma istotne znaczenie. Eliminacja patogenów w wyniku procesów higienizacji zmniejszy ładunek biogenów wymywanych z pól i transportowanych rzekami zlewni Morza Bałtyckiego.

Ograniczenie ilości nawozów mineralnych wykorzystywanych przy produkcji rolnej pozwoli na zmniejszenie ilości zużycia gazu ziemnego, wykorzystywanego do jego produkcji, zmniejszając tym samym skalę uzależnienia od importu tego nośnika energii.

Nawozowe stosowanie pofermentu to nie tylko ograniczenie zużycia nawozów mineralnych i tym samym, kosztów nawożenia ponoszonych przez producentów rolnych. To również praktyczny element realizacji Programu działań mających na celu zmniejszanie zanieczyszczenia wód azotanami pochodzącymi ze źródeł rolniczych oraz zapobieganie dalszemu zanieczyszczeniu (Dz. U. poz. 243), który został przyjęty w lutym 2020 r. przez Radę Ministrów.

Biogazownie rolnicze, w tym procesy beztlenowego rozkładu obornika w instalacji biogazowej, zostały uznane za jedną z najlepszych technik przetwarzania odchodów zwierzęcych zgodnie z obowiązującą decyzją wykonawczą Komisji (UE) 2017/302 z dnia 15 lutego 2017 r. ustanawiającą konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do intensywnego chowu drobiu lub świń zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (notyfikowana jako dokument nr C(2017)688) (Dz. Urz. EU L 43 z 21.02.2017, str. 231). Powyższe zostało wskazane w punkcie 1.12 dotyczącym przetwarzania obornika w gospodarstwie – BAT 19.

Przetwarzanie odpadów i wykorzystanie produktów pracy biogazowni (energii elektrycznej, biogazu, pofermentu, ciepła) wpływa również na zmniejszenie śladu węglowego produkcji rolnej i przetwórstwa rolno-spożywczego, co jest istotne w kontekście ograniczania emisji ze wszystkich obszarów gospodarki ale przede wszystkim może pozwolić zachować konkurencyjność krajowej branży hodowlanej.

Rozwój sektora biogazu/biometanu wpłynie znacząco na ograniczenie emisji odorów z zakładów przemysłowych, ferm trzody chlewnej, drobiu czy zwierząt futerkowych, składowisk oraz spalarni odpadów, ubojni i innych obiektów uciążliwych dla sąsiedztwa.

3. Wzrost przychodów samorządów terytorialnych

Instalacje biogazu (w tym biometanu) rozlokowane na terenach poszczególnych gmin stanowią dodatkowe źródło przychodów dla budżetów samorządów lokalnych. Największą pozycję stanowi podatek od nieruchomości zazwyczaj określany na poziomie ok. 2% wartości budowli (sieci elektroenergetycznych czy instalacji uzdatniania biogazu) oraz budynków gospodarczych (socjalnych, maszynowni, itp.).

Dla referencyjnej jednostki produkcyjnej o wydajności ok. 2 mln m^3 biometanu rocznie, przyjmując wartość inwestycji w przedziale 18,5–20 mln zł oraz 35% udział budynków i budowli, przychody gminy z tytułu podatku od nieruchomości należy szacować na poziomie: **129,5 – 140 tys. zł rocznie**.

Do ww. kwoty należy również doliczyć przychody z tytułu podatku gruntowego (średnio ok. 2,5ha powierzchni) – **25 tys. zł rocznie**, jak również dodatkowe przychody z tytułu podatku płaconego przez operatora sieci dystrybucyjnej gazowej składające się z dwóch elementów:

- od sieci gazowej, **ok. 6 tys. zł** rok za każdy kilometr sieci średniego ciśnienia (1 km sieci ok. 300 tys. zł, 2% podatku),

- od stacji redukcyjno-pomiarowej, wniesionej na potrzeby umożliwienia zatłaczania biometanu do sieci, **ok. 10 tys. zł rocznie.**

Biogazownie nie są instalacjami bezobsługowymi, w związku z czym do budżetu lokalnego samorządu wpływa również część podatków od osób fizycznych, zatrudnionych lokalnie w biogazowni, a także podatek rolny, jeżeli biogazownia wykorzystywana jest tylko i wyłącznie w ramach prowadzonej działalności rolniczej. Zgodnie z zasadami określonymi w ustawie z dnia 13 listopada 2003 r. o dochodach jednostek samorządu terytorialnego (Dz. U. z 2022 r. poz. 2267) gminy mają udział w podatku dochodowym od osób prawnych (CIT) oraz osób fizycznych (PIT), który w zakresie PIT zgodnie z informacjami zawartymi na stronach MF wynosi w 2021 r. 38,23%.

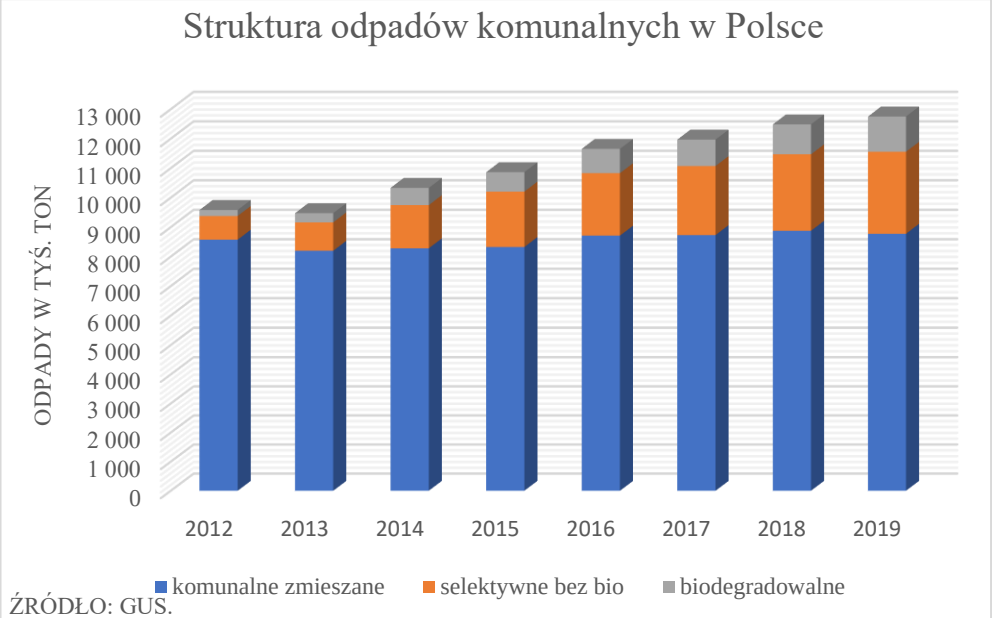
Warto również zwrócić uwagę, że rozwój biogazowni na terenach wiejskich wiąże się z zapewnieniem większej przejrzystości dokonywanych transakcji z racji konieczności zapewnienia dokumentów finansowych na dostawy surowców pochodzących z gospodarstw rolnych.

4. Ograniczenie kosztów gospodarki komunalnej w gminach

Polska jest krajem o jednej z najniższych średnich ilości odpadów komunalnych na mieszkańca (332 kg w 2019 r., przy średniej UE ok. 490 kg). Jednocześnie niewielkie ilości powstających odpadów są wykorzystywane do procesów biologicznych takich jak kompostowanie czy fermentacja 1,2 mln ton (tj. ok. 9% ilości odpadów komunalnych z 2019 r.).

Ostatnie lata pokazały również, iż gospodarka odpadami jest sektorem szczególnie wrażliwym na wzrost kosztów. Zgodnie z analizami UOKiK wzrost opłat ponoszonych przez mieszkańców rozpoczął się w 2017 r. – indeks wzrostu cen opłat w latach 2016–2018 wynosił ok. 4%, ale w ciągu czterech pierwszych miesięcy 2019 r. opłata w skali kraju wzrosła średnio o 16%, choć skala podwyżek istotnie różni się w zależności od regionu kraju.

Z raportu opracowanego przez UOKiK[5] wynika, że jednym z najbardziej istotnych czynników wpływających na wzrost cen zagospodarowania odpadów, poza kosztami zagospodarowania odpadów w instalacjach RIPOK, jest obserwowany aktualnie trend w zakresie **wzrostu ilości zbieranych odpadów w gminach.** Badanie UOKiK potwierdziło zatem, że problem wzrastających kosztów gospodarki odpadami ma charakter systemowy, co dobrze ilustruje poniższy wykres.



ŹRÓDŁO: GUS.

[5] Raport UOKiK – odpady w gminach miejskich: https://www.uokik.gov.pl/aktualnosci.php?news_id=15715

Wielkość oraz struktura strumienia odpadów komunalnych ma kluczowe znaczenie dla wielkości kosztów przypadających na mieszkańca gminy. Poza wzrostem ilościowym niekorzystnie przedstawia się również struktura strumienia odpadów, szczególnie biorąc pod uwagę:

- wzrost odpadów komunalnych zmieszanych, których koszty zagospodarowania są wyższe niż koszty odpadów segregowanych, z uwagi na konieczność ich mechanicznego i biologicznego przetwarzania a następnie unieszkodliwiana na składowisku (co jest najdroższym i wciąż dominującym rozwiązaniem),
- dynamiczny wzrost ilość odpadów komunalnych zbieranych selektywnie, obecnie to ok. 31% ogółu odpadów komunalnych (dynamika 2018 do 2019 wyniosła 10%), w których dominujący udział mają odpady biodegradowalne (30% w 2020 r., tj. ok. 31 kg na mieszkańca – w 2018 r. było 26 kg).

Odpowiedzią na wyzwania tego sektora, pozwalającą na bardziej efektywne pod względem ekonomicznym zarządzanie gospodarką komunalną w gminach, jest wykorzystanie odpadów biodegradowalnych. Biogazownie mogą również wpłynąć pozytywnie na obniżenie ilości odpadów zmieszanych, ponieważ obecnie w przypadku powszechnego stosowania w gminach technologii kompostowania zabrania się „wrzucania" odpadów mięsnych do pojemników na odpady biodegradowalne. Te odpady mogłyby natomiast być stosowane w ramach odpadów biodegradowalnych w gminach wykorzystujących do ich utylizacji biogazownie.

Doświadczenia przede wszystkim szwedzkie oraz duńskie związane z zagospodarowaniem odpadów komunalnych w biogazowniach potwierdzają, że jest to rozwiązanie możliwe do zastosowania.

Zgodnie z danymi Europejskiego Stowarzyszenia Biogazu instalacje biometanu w UE wykorzystujące surowce w postaci odpadów komunalnych (bioodpadów) jako dominujące źródło dysponują obecnie zdolnością produkcyjną wynoszącą ponad 400 mln m^3. W efekcie, stanowi trzeci, po pozostałościach rolniczych i (wciąż jeszcze) roślinach energetycznych, surowiec do wytwarzania biometanu.

Wykorzystanie odpadów biodegradowalnych w instalacjach biogazowych stanowi najefektywniejszą metodę ich unieszkodliwiania, przy właściwej eksploatacji niepowodującą znaczących oddziaływań na środowisko.

5. Wzrost ilości miejsc pracy na szczeblu lokalnym

Zgodnie z analizami sektora w UE pojedyncza instalacja biometanu generuje średnio 3- 4 lokalne miejsca pracy związane z codzienną obsługą i konserwacją instalacji. Dane w tym zakresie potwierdza szereg opracowań w tym m.in.:

- „Biogas and Biomethane in Europe: Lessons from Denmark", Germany and Italy, IFRI, 2019,
- „Study of the impact of the biogas sector on employment in France from 2018 to 2030", July 2019 Renewable Gas French Panorama,
- „Ecological Transition, Regions, Jobs" (TETE), Action Climate France network.

Instalacje biometanu wymagają obsługi w trybie ciągłym, jak również zapewnienia odpowiedniej ilości substratów co generuje koszty operacyjne, które są zróżnicowane w zależności od surowca i technologii oczyszczania oraz mogą wynosić **od 3,0 do 5,5 mln zł dla instalacji o wielkości 1MW** (ok. 2,2 mln m^3 biometanu rocznie). Są to najczęściej wydatki o lokalnym charakterze. Instalacje do produkcji biometanu będą rozproszone na terenie całego kraju. Powstawać będą przede wszystkim w pobliżu źródła surowca co wpłynie pozytywnie na aktywizację i rozwój tych terenów.

6. Impuls do rozwoju dodatkowych branż – wzrost inwestycji krajowych, rozwój *local content*

Średnie koszty instalacji produkcji biometanu wynoszą ok. 18,5–20 mln zł w przypadku jednostki produkcyjnej o wydajności 2 mln^3 biometanu rocznie. Zatem, w celu realizacji 500 instalacji o wskazanej powyżej zdolności produkcyjnej konieczne będzie zainwestowanie środków finansowych rzędu 9,25–10 mld zł.

Budowa kilkuset instalacji wytwarzania biogazu (na przestrzeni najbliższych lat) będzie stanowiła istotny impuls dla rozwoju branży budowlanej w kraju – należy mieć na uwadze, że sam proces budowy zajmuje ok. 6 miesięcy i wymaga zatrudnienia ok. 10 pracowników budowlanych. Należy mieć również na uwadze konieczność zaangażowania dodatkowo wykwalifikowanych firm zajmujących się montażem instalacji oraz urządzeń wchodzących w skład biogazowni i urządzeń uzdatniających biogaz do jakości biometanu.

Tylko wybudowanie zbiorników fermentacyjnych (3szt.) oraz zbiornika przeznaczonego na magazynowanie pofermentu pochłania średnio ok. 1,4 tys. m^3 betonu oraz 60–70 ton stali. Do tego dochodzą pozostałe materiały budowlane oraz izolacyjne, kruszywo, tereny utwardzone (beton lub kostka) oraz wiele innych.

Budowa instalacji wytwarzania biometanu wiąże się również z rozwojem krajowych przedsiębiorstw z branż zajmujących się automatyką, urządzeniami pomiarowymi, specjalistycznym osprzętem. Dotychczasowe doświadczenia w ww. zakresie wskazują, nawet mimo stosunkowo ograniczonego rozwoju sektora biogazu w ostatnich latach, na istotny udział firm krajowych w zleceniach dotyczących budowy i obsługi poszczególnych instalacji.

Ponadto, generuje ona dodatkowe miejsca pracy w tych sektorach i zapotrzebowanie na pracowników o wysokich kwalifikacjach zawodowych. Instalacja biogazowa jest instalacją interdyscyplinarną, która na potrzeby rozwoju, budowy i wsparcia eksploatacji będzie wymagała szerokiego grona specjalistów począwszy od biotechnologów a na specjalistach IT kończąc.

Tworzenie tzw. lokalnych łańcuchów wartości dodanej to nie tylko aktywizacja gospodarcza wsi oraz zwiększenie zatrudnienia wśród społeczności lokalnej oraz jednostek gospodarczych branży rolniczej. To również zagadnienia związane z zapewnieniem efektywnego wykorzystania i maksymalizacji krajowych zdolności w zakresie techniki i technologii biogazowych i biometanowych, a także posiadanego w tym obszarze potencjału intelektualnego, z uwzględnieniem optymalizacji międzynarodowej współpracy.

7. Ograniczenie emisji metanu do atmosfery

Metan (CH4) jest drugim najpowszechniejszym gazem cieplarnianym, którego emisje antropogeniczne są związane w dużej mierze z rolnictwem, skąd pochodzi ok. 30% emisji tego gazu jako efektu fermentacji jelitowej oraz gospodarowania obornikiem.

Wykorzystanie energetyczne biometanu będzie powodować redukcję emisji gazów cieplarnianych do atmosfery, która nie wiąże się tylko i wyłącznie z ograniczeniem gazu ziemnego lub ropy naftowej wykorzystywanej do produkcji paliw ciekłych.

Instytut Technologiczno-Przyrodniczy szacuje, że tylko odchody bydła i trzody chlewnej stanowią w kraju ok. 99 mln ton – powodując istotne emisje metanu i podtlenku azotu, przy zgodnie z danymi KOWR w 2019 r. do wytwarzania biogazu wykorzystano zaledwie 733 tys. ton gnojowicy. Należy w tym względzie zaznaczyć na malejący aspekt społecznej akceptacji dla procesu surowego umieszczania gnojowicy i obornika na polach.

8. Realizacja celów OZE w transporcie

Zakres obowiązków określonych w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych potwierdza zasadność poszukiwania nowych rodzajów biomasy, substratów do ich produkcji np. bioodpadów, co wynika z koncentrowania się na rozwoju nowych technologii zwiększających wykorzystanie biopaliw zaawansowanych, tj. wytwarzanych przede wszystkim z surowców o charakterze odpadowym i niespożywczym.

Biometan wytworzony z surowców wskazanych w zał. IX cz. A ww. dyrektywy umożliwia spełnienie wymogów w zakresie minimalnego udziału tzw. advanced biofuels, który w 2030 r. powinien wynieść 3,5% całkowitego zużycia energii w transporcie. **Zastosowanie biometanu do celów transportowych, istotnie zwiększa szansę realizacji celów OZE w transporcie.**

Zaletą tego rozwiązania jest również fakt, że wykorzystanie biometanu daje możliwości zastosowania go do produkcji biowodoru w oparciu o proces reformingu parowego na instalacji, która obecnie jest zasilana gazem ziemnym. Wytworzony biowodór stosuje się następnie do procesów hydrorafinacji ropy naftowej, w ramach której powstają, m.in. paliwa ciekłe, tj. olej napędowy oraz benzyny silnikowe.

Przyjęte rozwiązanie przede wszystkim nie wymaga konieczności ponoszenia nakładów na kosztowną infrastrukturę magazynową oraz dystrybucyjną dla potrzeb dostarczania biometanu konsumentom, niezbędną w przypadku stosowania go bezpośrednio w pojazdach drogowych, jako CNG lub LNG. Co więcej, nie ma również potrzeby rozbudowy czy też modernizacji istniejącej floty pojazdów mogących korzystać z biometanu, ponieważ wytworzone w ten sposób biokomponenty zawarte w paliwie ciekłym w praktyce w żaden sposób nie wpływają na zmianę parametrów jakościowych produktu końcowego.

Jest to więc rozwiązanie efektywne kosztowo z punktu widzenia podmiotów realizujących NCW, ponieważ odbiór biometanu z sieci gazowej i skierowanie go na instalację produkcji wodoru odnawialnego ogranicza koszty jakie należałoby ponieść na rozbudowę infrastruktury paliwowej w kontekście dodawania innych rodzajów biokomponentów (HVO, itp.) oraz wydatki na import advanced biofuels.

Wszystkie instalacje produkujące paliwa ciekłe w PKN Orlen S.A. oraz Lotos SA mogą korzystać z tego rozwiązania, łączne zapotrzebowanie szacuje się na poziomie 600–700 mln m^3 rocznie.

9. Impuls do rozwoju lokalnych rynków energii i gazu

Biogazownie rolnicze funkcjonują przede wszystkim na terenach wiejskich, gdzie infrastruktura elektroenergetyczna znajduje się w pogorszonym stanie technicznym (np. stare stacje transformatorowe, końcówki sieci, itp.) oraz występują braki dostępu do sieci gazowych, a głównym źródeł ciepła są wciąż domowe piece węglowe. Często są to również tereny popegeerowskie o wysokim bezrobociu strukturalnym.

Powstawanie biogazowni na tego typu terenach poprawi przede wszystkim infrastrukturę techniczną, wpływającą na jakość życia, dając impuls do tworzenia lokalnego rynku energii, np. przez tworzenie spółdzielni energetycznych, klastrów energii, które w zamierzeniach, dla poprawy lokalnej infrastruktury miały przejmować końcówki sieci celem budowania spójnego modelu energetycznego. Dzięki takim rozwiązaniom okoliczni mieszkańcy zyskują dostęp do ekologicznych źródeł energii elektrycznej, cieplnej oraz gazowej.

Załącznik nr 2 – Założenia systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych i wsparcia operacyjnego

Wyszczególnienie	Jednostka	Biogaz	Biomasa	**Hydroenergia** (nie uwzględniano jednostek większych niż 5 MW)	UWAGI
Procentowy udział instalacji wg. mocy wychodzącej z systemu wsparcia	MW, %	<0,5MW- 16,96 0,5-1MW - 35,26% >1MW - 48.04%	<0,5MW - 0,04% 0,5-1MW - 0,26% >1MW - 99,7%	<0,5MW - 6,17% 0,5-1MW - 4,46% 1MW-5MW- 15,55%	*Wg danych URE za 2020 rok.*
Wydajność instalacji	h/rok	7700	7000	4800-5600	*Wyliczenia własne.* *Biogaz: przyjęte stawki dla biogazu rolniczego z CHP* *Biomasa: przyjęte stawki dla instalacji <50MW z CHP.* *Hydroenergetyka: w podziale na moc zainstalowaną.*
Cena referencyjna*	PLN/MWh	670-760 zł	490,00 zł	550-640 zł	
CAPEX	PLN/MW	<0,5MW – 20 000 000,00 zł 0,5-1MW – 17 500 000,00 zł >1MW – 15 300 000,00 zł	13 000 000,00 zł	<0,5MW- 20 000 000,00 zł 0,5-1MW – 21 700 000,00 zł >1MW – 23 300 000,00 zł	
Cena hurtowa energii elektrycznej	PLN/MWh	2021: 353,56 zł			*Średnia ważona wolumenem obrotu cena na RDN ukształtowała się w czerwcu 2021 roku. Źródło: TGE.*
Poziom inflacji	%	3,2% od roku 2023			*Wg projekcji NBP.*
Okres wsparcia przy pokryciu kosztów operacyjnych - wsparcie operacyjne	rok	10			*Założenia projektu.*
Okres wsparcia przy modernizacji instalacji	rok	15			*Założenia projektu.*
Podział między systemem wsparcia dla instalacji zmodernizowanych a operacyjnym systemem wsparcia	50% instalacji przejdzie do systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych 50% instalacji przejdzie do systemu wsparcia operacyjnego				

** Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 16 kwietnia 2021 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2021 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2021 r. (Dz. U. z 2021 r. poz. 722).*

Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Załącznik nr 3 – Moc zainstalowana instalacji odnawialnego źródła energii, które wejdą do systemu modernizacyjnego lub operacyjnego w perspektywie do 2030 roku (wg. technologii).

Moc instalacji [MW]	Biogaz	Biomasa (bez współspalania)	Woda < 5MW
2020-2023	54,615	172,414	246,243
2024	16,273	13,840	1,213
2025	11,996	68,050	0,000
2026	20,603	36,111	1,618
2027	27,760	277,480	3,852
2028	30,994	112,183	1,054
2029	26,308	14,428	1,801
2030	23,948	77,248	1,255
SUMA	**212,497 MW**	**771,754 MW**	**257,035 MW**

Załącznik nr 4 - Wpływ na sektor energetyczny – wprowadzenie instrumentów wsparcia dla członków klastra energii

Uwzględniając założenia dotyczące rozwoju sektora klastrów energii, zawarte w pkt 2 OSR *(ppkt Instrumenty promowania rozwoju klastrów energii)*, w tym wskazujące na powstanie do roku 2029 ok. 300 inicjatyw klastrowych, dysponujących mocą wytwórczą na poziomie 840GWh rocznie, dokonano oszacowania wpływu planowanych regulacji na poziom wsparcia ogółem dla członków klastra energii w okresie planowanego wsparcia jak również na sektor energetyczny.

Zgodnie z założeniami, poziom wsparcia klastrów energii będzie uzależniony od poziomu zużycia własnego rozumianego jako ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez członków klastra energii wyznaczonej dla każdej godziny.

Na potrzeby oszacowania całkowitych kosztów instrumentów wsparcia dla klastrów energii wprowadzanych projektem ustawy dokonano obliczeń zgodnie z poniższymi tabelami. Zgodnie z projektem ustawy, klaster energii, którego członkowie będą korzystać z instrumentów wsparcia przewidzianych w projekcie ustawy, będzie z chwilą wejścia w życie przepisów zobowiązany wykazać się 40% poziomem zużycia własnego, który wzrośnie od roku 2027 do 50%. Spełniając ww. wymagania członkowie klastra energii będą uprawnieni do korzystania ze zwolnienia z części opłat w stosunku do energii z OZE wytworzonej przez członków klastra energii. Zwolnienie to obejmować będzie opłatę OZE oraz opłatę kogeneracyjną. Poniższa tabela prezentuje szacowany poziom wsparcia ogółem dla członków klastra energii w sytuacji wykazania minimalnego poziomu zużycia własnego.

Tabela 1: Prognozowany poziom wsparcia członków klastra energii przy poziomie zużycia własnego na poziomie co najmniej 40% w latach 2024-2026 oraz przy poziomie zużycia własnego co najmniej 50% w latach 2027-2029.

Rok	Produkcja energii elektrycznej (MWh)	Instrumenty wsparcia członków klastra energii					Szacowany poziom wsparcia członków klastra energii
		Opłata OZE	Opłata kogeneracyjna	Zielone certyfikaty	Białe certyfikaty	Błękitne certyfikaty	
1	2	3	4	5	6	7	2*(3+4+5+6+7)
2024	232500	2,20 zł	0 zł	27,42 zł	2,68 zł	1,51 zł	786082515 721 650,00 zł
2025	540000	2,20 zł	0 zł	27,42 zł	2,68 zł	1,51 zł	18 257 400,00 zł
2026	615000	2,20 zł	0 zł	27,42 zł	2,68 zł	1,51 zł	20 793 150,00 zł
2027	690000	2,20 zł	0 zł	27,42 zł	2,68 zł	1,51 zł	23 328 900,00 zł
2028	765000	2,20 zł	0 zł	27,42 zł	2,68 zł	1,51 zł	25 864 650,00 zł
2029	840000	2,20 zł	0 zł	27,42 zł	2,68 zł	1,51 zł	28 400 400,00 zł
Suma	**3 682 500**						**124 505 325,00 zł**
Średnio na 1 MWh							**33,81 zł**

Źródło: opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Do obliczeń przyjęto poziom energii objęty instrumentami wsparcia na podstawie szacunków dokonanych przez KIKE. Poziom opłaty OZE przyjęto zgodnie z danymi Prezesa URE za 2021 rok (https://www.ure.gov.pl/pl/oze/stawki-oplaty-oze/7857,Wysokosci-stawki-oplaty-OZE-na-dany-rok-kalendarzowy.html).
Poziom opłaty kogeneracyjnej został przyjęty zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska o sprawie wysokości stawki opłaty kogeneracyjnej na rok 2021.
Ceny praw majątkowych wyznaczone zostały przy następujących założeniach:
Zielone certyfikaty – cena 140,60 i 19,5% udział prawa majątkowego w 2020 r.
Białe certyfikaty 1785,00 zł i 1,5% udział prawa majątkowego w 2020 r.
Błękitne certyfikaty – cena 301,50 i 0,5% udział prawa majątkowego w 2020 r.

Projektowane wsparcie dla klastrów energii będzie związane ze zmniejszeniem obciążeń wynikających z opłaty dystrybucyjnej dla członków klastra energii dla energii wytworzonej z OZE i skonsumowanej w klastrze. Wartość ta będzie dzielona w klastrze między podmioty wytwarzające energię i jej odbiorców.

Wejście w życie projektowanych przepisów powoduje, że sprzedawca energii zostanie zwolniony z obowiązku naliczania i uiszczania opłaty OZE oraz opłaty kogeneracyjnej dla wolumenu energii wytwarzanej z OZE. Jednocześnie cały wolumen energii wytworzonej z OZE w ramach klastra energii zostaje zwolniony z konieczności umarzania świadectw pochodzenia energii.

W celu obliczenia wartości korzyści wynikających ze zwolnienia energii wytworzonej i skonsumowanej w ramach klastra energii z opłat z tytułu umarzania certyfikatów wyznaczono ich wartość w rachunku odbiorcy końcowego. Ceny certyfikatów przyjęte zostały z danych giełdowych, procentowy udział prawa majątkowego – zgodnie z założeniami na rok 2020. W przypadku zielonych i błękitnych certyfikatów stanowi to iloczyn ceny certyfikatu i ww. procentowego udziału, zaś dla wyznaczenia wartości białych certyfikatów wykorzystano wzór.

Tak wyznaczone wartości stanowią odzwierciedlenie tych składników w rachunku powodując określoną korzyść finansową. Szacuje się, że będzie to kwota ok. 33,81 zł/MWh, która będzie mogła zostać podzielona w klastrze na wytwórcę i odbiorcę – zatem korzyść z tak prezentowanego rozwiązania odniosą obie strony. Mechanizm rozdysponowania kwoty korzyści znajduje się w gestii członków klastra energii. W modelu biznesowym klastra energii istotne będzie bowiem pozyskiwanie nowych wytwórców energii z OZE, którzy będą dążyć do uzyskania możliwie wysokich cen za energię elektryczną. Podmiotom tym zostanie dopłacona pewna część środków z wygenerowanej korzyści finansowej. Z drugiej zaś strony odbiorcy dążąc do uzyskania jak najniższych cen energii będą skłonni wchodzić do klastra, jeżeli ich „korzyść" (stanowiąca część kwoty 33,81 zł/MWh) będzie jak największa.

Zaprezentowane w tabeli 1 dane wskazują estymację wpływu wsparcia w okresie do dnia 31 grudnia 2029, w którym wsparciem byłoby objęte 4 110 GWh energii elektrycznej wyprodukowanej z OZE w klastrach energii. Członkowie klastrów energii otrzymaliby w związku z powyższym wsparcie ogółem oszacowane na poziomie 124 505 325,00zł, co daje średnie wsparcie na poziomie 33,81 zł/MWh.

Jednocześnie, dla członków klastrów energii, którzy wykazaliby wyższy poziom zużycia własnego tj. powyżej 60%, przewidziany jest dodatkowy instrument wsparcia obejmujący upust od zmiennych składników taryfy dystrybucyjnej. Planowany w projekcie ustawy instrument wsparcia zakłada 5% upust przy osiągnieciu zużycia własnego powyżej 60%. Wraz ze wzrostem zużycia własnego o kolejne 10% członkowie klastra energii uzyskują dodatkowe 5%. W przypadku 100% zużycia własnego upust ten wynosu 25%.

Tabela 2. Prognoza w zakresie dodatkowej wartości wsparcia dla członków klastra energii, obejmująca klastry wykazujące poziom zużycia własnego powyżej 60%.

Rok	Produkcja energii elektrycznej [MWh]	Poziom autokonsumpcji 60%	Upust	Instrumenty wsparcia członków klastra energii			Wartość wsparcia dla członków klastrów energii - dla całego wolumenu energii elektrycznej			Wartość dodatkowego wsparcia dla członków klastrów energii dla całego wolumenu energii elektrycznej	
				Stawka jakościowa	Składnik zmienny opłaty sieciowej		Upust w stawce jakościowej	Minimalny upust w składniku zmiennym opłaty sieciowej	Maksymalny upust w składniku zmiennym opłaty sieciowej	Minimalna suma wsparcia	Maksymalna suma wsparcia
					Poziom minimalny	Poziom maksymalny					
1	2	3	4	5	6	7	8 (2x3x4x5)	9 (2x3x4x6)	10 (2x3x4x7)	11 (8+9)	12 (8+10)
2024	232500	60 %	5 %	13,33 zł	15,59 zł	260,30 zł	92 976,75zł	108 740,25zł	1 815 592,50zł	201 717,00zł	1 908 569,25 zł
2025	540000	60 %	5 %	13,33 zł	15,59 zł	260,30 zł	215 946,00 zł	252 558,00 zł	4 216 860,00 zł	468 504,00 zł	4 432 806,00 zł
2026	615000	60 %	5 %	13,33 zł	15,59 zł	260,30 zł	245 938,50 zł	287 635,50 zł	4 802 535,00 zł	533 574,00 zł	5 048 473,50 zł
2027	690000	60 %	5 %	13,33 zł	15,59 zł	260,30 zł	275 931,00 zł	322 713,00 zł	5 388 210,00 zł	598 644,00 zł	5 664 141,00 zł
2028	765000	60 %	5 %	13,33 zł	15,59 zł	260,30 zł	305 923,50 zł	357 790,50 zł	5 973 885,00 zł	663 714,00 zł	6 279 808,50 zł
2029	840000	60 %	5 %	13,33 zł	15,59 zł	260,30 zł	335 916,00 zł	392 868,00 zł	6 559 560,00 zł	728 784,00 zł	6 895 476,00 zł
Suma	**3 682 500**						**1 472 631,75 zł**	**1 722 305,25 zł**	**28 756 642,50 zł**	**3 194 937,00 zł**	**30 229 274,25zł**
Średnio na 1 MWh							**0,40 zł**	**0,47 zł**	**7,81 zł**	**0,87 zł**	**8,21 zł**

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska.
Do obliczeń przyjęto wartości z Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej PGE Dystrybucja S.A. na rok 2020.

Kolejnym pozytywnym efektem rozwoju klastrów energii będzie zwiększanie możliwości zużycia własnego klastrów. W takim przypadku, zgodnie z założeniami projektu ustawy, pojawiają się bowiem kolejne zwolnienia w opłatach w taryfie dystrybucyjnej, tj. w stawce jakościowej oraz zmiennych składnikach taryfy dystrybucyjnej. Również uzyskane efekty finansowe będą rozdysponowane między wytwórców energii z OZE a odbiorców energii. W zależności od

osiągniętego poziomu zużycia własnego w klastrze zwolnienie to będzie wynosiło od 5% do 25 % (stawki jakościowej i zmiennych składników opłaty dystrybucyjnej).

Zaprezentowane w tabeli 2 dane wskazują, iż w okresie od dnia 2 lipca 2024 roku do dnia 31 grudnia 2029 energii, klastry energii, które wykazałyby poziom zużycia własnego powyżej 60% mogłyby liczyć, w zależności od wartości taryfy dystrybucyjnej, na średnie wsparcie odpowiednio na poziomie od 0,87 zł/MWh do 8,21zł/MWh.

Analogiczna estymacja ale przy założeniu poziomu zużycia własnego wynoszącego 100% przedstawiona została w kolejnej tabeli poniżej.

Tabela 3 Prognoza w zakresie dodatkowej wartości wsparcia dla członków klastra energii, obejmująca klastry wykazujące poziom zużycia własnego na poziomie 100%.

Rok	Produkcja energii elektrycznej [MWh]	Poziom autokonsumpcji 100%	Upust	Instrumenty wsparcia członków klastra energii			Wartość wsparcia dla członków klastrów energii - dla całego wolumenu energii elektrycznej			Wartość dodatkowego wsparcia dla członków klastrów energii dla całego wolumenu energii elektrycznej	
				Stawka jakościowa	Składnik zmienny opłaty sieciowej		Upust w stawce jakościowej	Minimalny upust w składniku zmiennym opłaty sieciowej	Maksymalny upust w składniku zmiennym opłaty sieciowej	Minimalna suma wsparcia	Maksymalna suma wsparcia
					Poziom minimalny	Poziom maksymalny					
1	2	3	4	5	6	7	8 (2x3x4x5)	9 (2x3x4x6)	10 (2x3x4x7)	8+9	8+10
2024	232500	100 %	25 %	13,33 zł	15,59 zł	260,30 zł	774 806,25zł	906 168,75zł	15 129 937,50zł	1 680 975,00zł	15 904 743,75zł
2025	540000	100 %	25 %	13,33 zł	15,59 zł	260,30 zł	1 799 550,00 zł	2 104 650,00 zł	35 140 500,00 zł	3 904 200,00 zł	36 940 050,00 zł
2026	615000	100 %	25 %	13,33 zł	15,59 zł	260,30 zł	2 049 487,50 zł	2 396 962,50 zł	40 021 125,00 zł	4 446 450,00 zł	42 070 612,50 zł
2027	690000	100 %	25 %	13,33 zł	15,59 zł	260,30 zł	2 299 425,00 zł	2 689 275,00 zł	44 901 750,00 zł	4 988 700,00 zł	47 201 175,00 zł
2028	765000	100 %	25 %	13,33 zł	15,59 zł	260,30 zł	2 549 362,50 zł	2 981 587,50 zł	49 782 375,00 zł	5 530 950,00 zł	52 331 737,50 zł
2029	840000	100 %	25 %	13,33 zł	15,59 zł	260,30 zł	2 799 300,00 zł	3 273 900,00 zł	54 663 000,00 zł	6 073 200,00 zł	57 462 300,00 zł
Suma	**3682500**						**12 271 931,250 zł**	**14 352 543,75 zł**	**239 638 687,50zł**	**26 624 475,00zł**	**251 910 618,75 zł**
Średnio na 1 MWh							**3,33 zł**	**3,90 zł**	**65,08 zł**	**7,23 zł**	**68,41 zł**

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Zaprezentowane w tabeli 3 dane wskazują, iż w okresie od dnia 2 lipca 2024 r. do dnia 31 grudnia 2029 r., klastry energii, które wykazałyby poziom zużycia własnego na poziomie 100% mogłyby liczyć, w zależności od wartości taryfy dystrybucyjnej, na średnie wsparcie odpowiednio na poziomie od 7,23 zł/MWh do 68,41 zł/MWh.

Kluczowym elementem projektowanych rozwiązań jest wygenerowanie wartości dodanej w postaci wyraźnych oszczędności w ramach klastra energii, która to będzie rozdysponowywana przez sam klaster. Pozwala to na budowanie bardzo zindywidualizowanych modeli biznesowych, w czym istotną rolę odegra koordynator klastra, który dla budowy strategii wykorzystuje wspomnianą wartość dodaną wygenerowaną w klastrze.

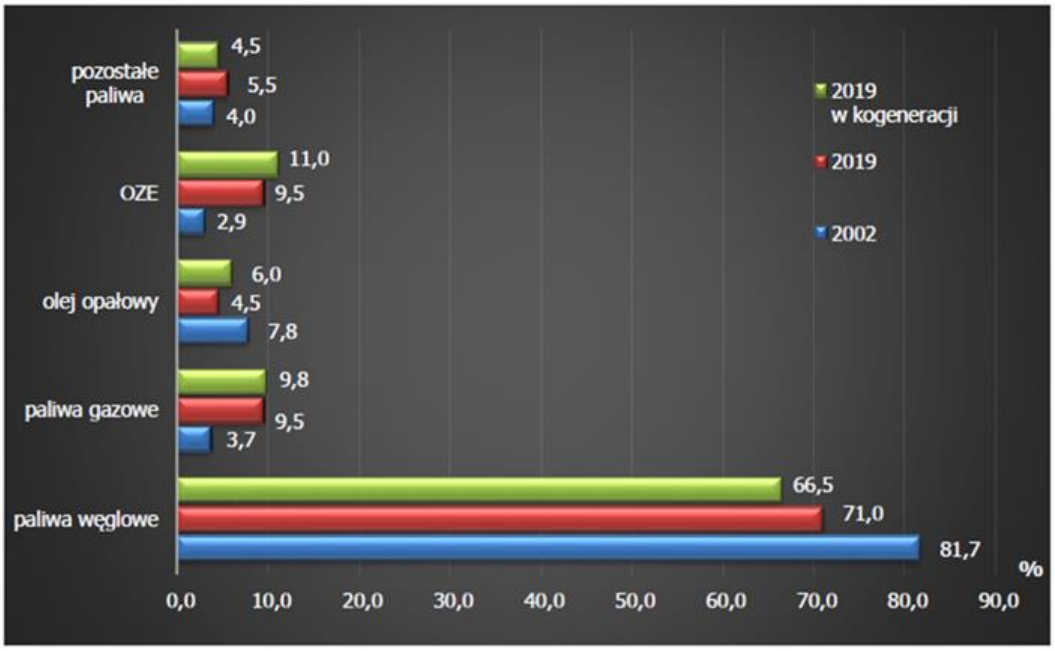
Klaster energii,abymóc wejść do systemu rozwiązań zaproponowanych w ramach projektu ustawy będzie zobowiązany wykazać 40% poziom zużycia własnego (od roku 2027 – 50%). Wówczas uzyskuje on uprawnienie do skorzystania ze zwolnienia w stosunku do energii z OZE wytworzonej przez członków tego klastra. Na zwolnienie to składa się zwolnienie z opłaty OZE oraz z opłaty kogeneracyjnej. Dodatkowo, w stosunku do energii elektrycznej zużywanej przez członków klastra, a wytworzonej z OZE również przez członków tego klastra wprowadza się brak obowiązku umarzania certyfikatów. Zwolnienie z opłaty kogeneracyjnej, opłaty OZE oraz z konieczności umarzania certyfikatów daje oszczędności w postaci obciążeń widocznych w rachunku odbiorców i to jest wartość dodana, która może być rozdysponowana w klastrze energii. Projektowane rozwiązanie nie ingeruje w sam system certyfikatów, a jedynie wprowadza zwolnienie dla energii z OZE wytworzonej w ramach klastra.

Projektowane rozwiązanie łączy się również z korzyściami dla systemu elektroenergetycznego, bowiem konsumpcja energii w miejscu jej wytworzenia (lub w bliskim sąsiedztwie) daje oszczędności w obszarze możliwości uniknięcia strat technicznych na sieciach. Szacuje się, iż wynoszą one ok 4,13 zł/ MWh (straty techniczne OSP) i 8 zł/MWh (straty techniczne OSD). Ponadto, jest możliwe obniżenie kosztów zakupu regulacyjnych usług systemowych (ok. 16,63 zł/MWh). Łącznie mowa jest o oszczędnościach sięgających 28,76 zł/MWh.

Załącznik nr 5 - Wpływ wprowadzenia minimalnego zwrotu z kapitału dla inwestycji w źródła ciepła będące odnawialnymi źródłami energii oraz źródłami ciepła odpadowego na środowisko i budżet odbiorców oraz konwersja systemów ciepłowniczych w efektywne energetycznie systemy ciepłownicze

Ciepło sieciowe w Polsce jest wytwarzane głównie z paliw węglowych, których udział w jego wytwarzaniu przekracza 70 %. W stosunku do roku 2002 udział ten zmniejszył się o około 10 p.p., co można uznać za zachowanie znaczącej przewagi paliw węglowych stosowanych do wytwarzania ciepła.
Udział odnawialnych źródeł energii na przestrzeni 19 lat zwiększył się zaledwie o 6,6 p.p., co dowodzi braku prostych i mało kosztownych rozwiązań, umożliwiających powszechne stosowanie OZE w ciepłownictwie. Należy także mieć na uwadze, że zwiększony udział OZE został spowodowany współspalaniem biomasy w jednostkach kogeneracji ze względu na możliwość skorzystania z mechanizmu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji wykorzystujących OZE.

Rysunek 1. Struktura paliw stosowanych do wytwarzania ciepła w roku 2002 i 2019 oraz w 2019 r. w kogeneracji – źródło: Energetyka cieplna w liczbach

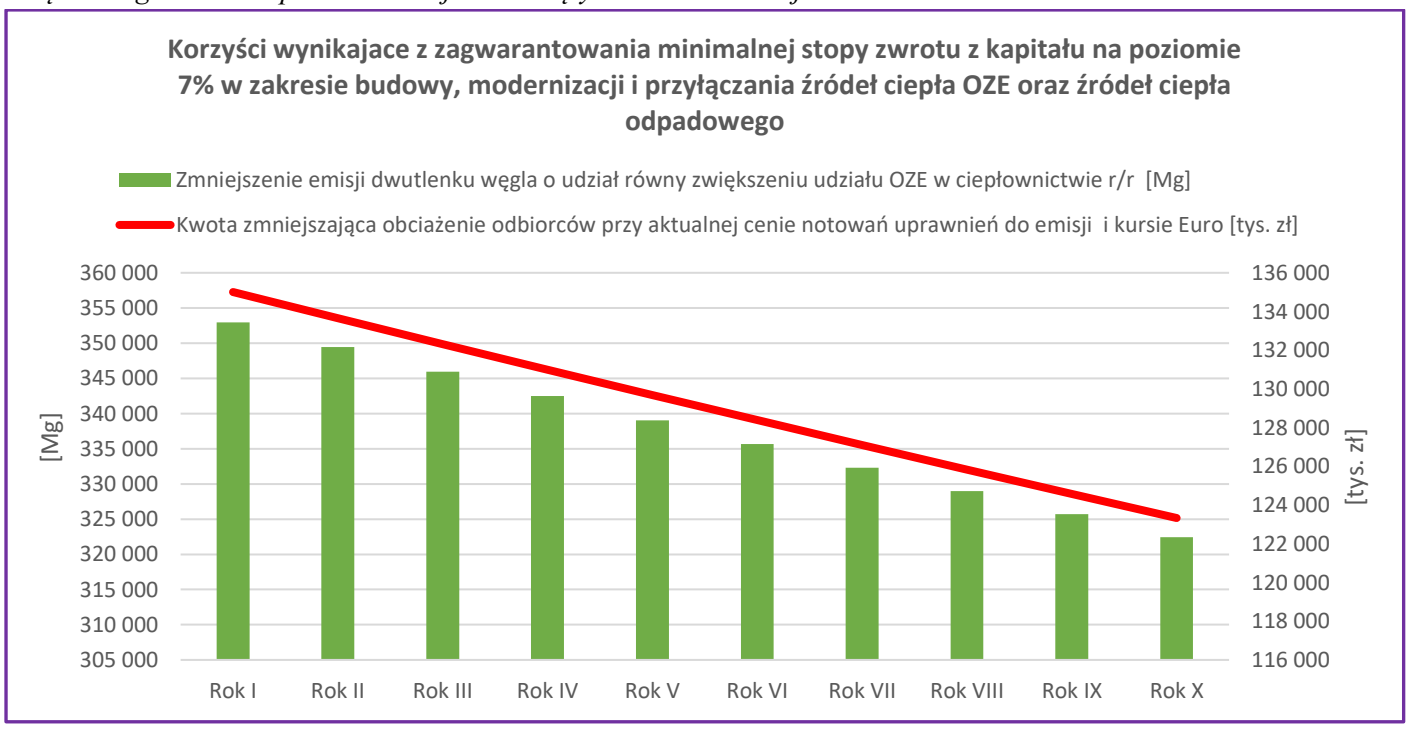


Polska posiada potencjał dostawy ciepła sieciowego, jednak gros źródeł opalanych jest paliwami kopalnymi, z przeważającym udziałem paliw węglowych. Zmiana sposobu wytwarzania ciepła lub rodzaju paliwa w istniejącym źródle jest przedsięwzięciem kosztowym, zwłaszcza, że przy zmianie paliwa należałoby rozważać konwersję źródła wytwarzającego ciepło na źródła kogeneracyjne.
Zachęta w postaci zapewnienia minimalnej, 7% stopy zwrotu z kapitału zaangażowanego w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami OZE oraz źródeł ciepła odpadowego przewidziana w ustawie – Prawo energetyczne spowoduje korzyść, zarówno na rzecz ochrony środowiska przez redukcje emisji spowodowanej spalaniem paliw kopalnych, a przede wszystkim węgla kamiennego, jak i da korzyść ekonomiczną dla odbiorców, bowiem redukcja kosztów emisji jest większa, niż zwiększona, ponad uznawaną aktualnie przez Prezesa URE stopę zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność gospodarczą wytwarzania, dystrybucji i obrotu ciepłem, która jest przenoszona w taryfie.

Tabela 1. Dziesięcioletni okres inwestycji w źródła ciepła OZE oraz prognozowane zmniejszenie emisji kosztów dwutlenku węgla oraz zmniejszenie opłat odbiorców wynikające z przewagi unikniętych kosztów nad zwiększeniem zwrotu z kapitału

	Nakłady inwestycyjne związane z modernizacją, rozwojem i ochroną środowiska	**Kwota należnego zwrotu z kapitału zgodnie z art. 45 ust. 1 pkt 1b projektu ustawy OZE**	**Kwota należnego zwrotu z kapitału w I kwartale 2022 r. zgodnie z informacją Prezesa URE**	**Różnica pomiędzy kwotą zwrotu z kapitału ustalonego zgodnie z informacją Prezesa URE, a kwotą ustaloną zgodnie z projektem ustawy OZE**	**Wielkość emisji dwutlenku węgla**	**Zmniejszenie emisji dwutlenku węgla o udział równy zwiększeniu udziału OZE w ciepłownictwie r/r**	**Kwota zmniejszająca obciążenie odbiorców przy aktualnej cenie notowań uprawnień do emisji ~ 85 Euro i kursie ~ 4,5 zł/Euro**
	[tys. zł]	**[tys. zł]**	**[tys. zł]**	**[tys. zł]**	**[Mg]**	**[Mg]**	**[tys. zł]**
	Energetyka cieplna w liczbach dane za rok 2019	7,00%	4,80%		Energetyka cieplna w liczbach dane za rok 2019	Zgodnie z RED II w każdym roku 1 p.p. dla ciepła systemowego	Suma z 10 lat
Baza 2019	**3 481 161,30**	**243 681,29**	**167 095,74**	**76 585,55**	**35 295 760,70**	**3 374 907,40**	**1 290 902,08**
	Przy założeniu 10% nakładów 2019 w każdym kolejnym roku	**W każdym kolejnym roku**	**W każdym kolejnym roku**	**W każdym kolejnym roku**	**W każdym kolejnym roku**	**W każdym kolejnym roku**	**W każdym kolejnym roku**
Rok I	348 116,13	24 368,13	16 709,57	7 658,55	34 942 803,09	352 957,61	135 006,28
Rok II	348 116,13	24 368,13	16 709,57	7 658,55	34 593 375,06	349 428,03	133 656,22
Rok III	348 116,13	24 368,13	16 709,57	7 658,55	34 247 441,31	345 933,75	132 319,66
Rok IV	348 116,13	24 368,13	16 709,57	7 658,55	33 904 966,90	342 474,41	130 996,46
Rok V	348 116,13	24 368,13	16 709,57	7 658,55	33 565 917,23	339 049,67	129 686,50
Rok VI	348 116,13	24 368,13	16 709,57	7 658,55	33 230 258,06	335 659,17	128 389,63
Rok VII	348 116,13	24 368,13	16 709,57	7 658,55	32 897 955,48	332 302,58	127 105,74
Rok VIII	348 116,13	24 368,13	16 709,57	7 658,55	32 568 975,92	328 979,55	125 834,68
Rok IX	348 116,13	24 368,13	16 709,57	7 658,55	32 243 286,16	325 689,76	124 576,33
Rok X	348 116,13	24 368,13	16 709,57	7 658,55	31 920 853,30	322 432,86	123 330,57

Rysunek 2. Redukcja emisji wynikająca z inwestycji w źródła ciepła OZE lub źródła ciepła odpadowego oraz bilans zwiększonego kosztu kapitału w relacji z unikniętymi kosztami emisji



Nieefektywne energetycznie systemy ciepłownicze lub chłodnicze

W kwietniu 2018 roku Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, na prośbę Ministerstwa Energii, przeprowadziła wśród zrzeszonych w niej przedsiębiorstw ciepłowniczych badanie, na podstawie którego stwierdzono, że na 255 systemów ciepłowniczych eksploatowanych przez członków Izby (na łączną liczbę 412 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych - wg stanu na dzień 31 grudnia 2017 r.), które obejmują około 85% ogólnego wolumenu ilości ciepła dostarczanego z systemów ciepłowniczych w Polsce, tylko ok. 20% spełnia kryterium efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego lub chłodniczego. Ten stan generalnie nie zmienił się do 2021 r.

Tabela 2. Produkcja i rozdysponowanie wytworzonego ciepła w 2018 i 2019 r. wg: Energetyka cieplna w liczbach

W roku	Produkcja ciepła		Ciepło z odzysku	Potrzeby własne	Ciepło oddane do sieci	Straty ciepła	Ciepło odebrane z sieci
	Ogółem	w tym z CHP					
	[TJ]						
2018	376 010,2	268 617,4	35 631,2	144 419,2	267 222,2	33 548,0	233 674,1
2019	365 628,7	237 466,9	34 717,0	141 436,3	258 909,4	32 237,6	226 671,8

W 2019 r. udział ciepła z kogeneracji wynosił 65 %. produkcji ciepła ogółem i wzrósł o 1,5 punktu procentowego w stosunku do roku 2018. Jednak należy zwrócić uwagę na fakt, że systemy ciepłownicze, które znajdują się w grupie spełniających kryterium efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego lub chłodniczego, to systemy dostarczające ciepło odbiorcom w największych miastach Polski i najczęściej status efektywnego systemu ciepłowniczego jest uzyskiwany ze względu na źródła kogeneracyjne opalane paliwami węglowymi. Dane z załączonych poniżej tabel wskazują na przewagę paliw kopalnych w procesie wytwarzania ciepła.

Tabela 3. Produkcja ciepła z różnych rodzajów paliw w 2018 i 2019 r. na podstawie: Energetyka cieplna w liczbach

W roku	Produkcja ciepła z różnych rodzajów paliw					
	Paliwa węglowe	Paliwa olejowe	Paliwa gazowe	Biomasa i biogaz	Odpady komunalne	Inne odnawialne
	[TJ]					
2018	279 554,4	18 359,2	35 368,2	24 390,5	3 478,9	710,5
2019	268 117,7	17 193,6	36 402,3	26 786,3	4 447,8	735,1

Zaproponowane w niniejszej ustawie zmiany mają na celu zwiększenie udziału efektywnych systemów ciepłowniczych z ukierunkowaniem na kryterium 50% udziału energii z odnawialnych źródeł energii (w tym ciepła), bowiem mimo poprawy wskaźników emisyjności stosowane paliwo węglowe i inne paliwa kopalne nie sprostają wyznaczonym celom emisyjności źródeł.

Tabela 4. Wskaźniki techniczne ciepłownictwa na podstawie: Energetyka cieplna w liczbach

W roku	Sprawność wytwarzania	Sprawność przesyłania	Intensywność emisji			
			CO_2	SO_2	NO_x	Pyły
	[%]		[tona /TJ]			
2002	79,7	88,2	120,8	0,73	0,26	-------
2005	85,3	88,1	110,4	0,52	0,18	0,13
2018	85,6	86,6	99,3	0,18	0,11	0,02
2019	85,8	86,7	96,5	0,16	0,13	0,02

Należy zwrócić uwagę na fakt, że powyższa tabela uwzględnia uśrednione wskaźniki dla wszystkich źródeł. Na poprawę tych wskaźników podstawowy wpływ mają duże źródła, które dokonały już ograniczenia emisyjności. Poważnym problem z ograniczeniem emisyjności będą miały źródła z obszaru non-ETS stosujące paliwa kopalne.

Ministerstwo
Klimatu i Środowiska

RAPORT Z KONSULTACJI

projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw

1. Omówienie wyników przeprowadzonych konsultacji publicznych i opiniowania

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) oraz § 52 ust. 1 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2022 r. poz. 348), został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

W dniu 25 lutego 2022 roku projekt został przekazany do konsultacji publicznych (21 dni) do następujących podmiotów:

1) Enea Operator Sp. z o.o.;
2) Energa-Operator S.A.;
3) innogy Stoen Operator Sp. z o.o.;
4) PGE Dystrybucja S.A.;
5) Tauron Dystrybucja S.A.;
6) PKP Energetyka S.A.;
7) Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.;
8) Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.;
9) Client Earth;
10) Fundacją Greenpeace Polska;
11) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej;
12) Fundacją WWF Polska;
13) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności;
14) Instytut Energetyki Odnawialnej;
15) Instytut na Rzecz Ekorozwoju;
16) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
17) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie;
18) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
19) Izba Gospodarcza Gazownictwa
20) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie;
21) Izba Projektowania Budowlanego;
22) Krajowa Izba Gospodarcza;
23) Krajowa Izba Gospodarki Nieruchomościami;
24) Polska Geotermalna Asocjacja;
25) Polska Izba Biomasy;
26) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej;
27) Polska Izba Gospodarcza Przemysłu Drzewnego;
28) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła;
29) Polski Komitet Energii Elektrycznej;
30) Polskie Centrum Akredytacji;
31) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.;
32) Polskie Stowarzyszenie Biogazu;
33) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej;

Telefon: (+48) 223-691-035
departament.odnawialnych.zrodel.energii@klimat.gov.pl
www.gov.pl/klimat

ul. Wawelska 52/54, 00-922 Warszawa
Ministerstwo Klimatu i Środowiska

34) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
35) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki;
36) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne;
37) Polskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła;
38) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego;
39) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych;
40) Polskie Towarzystwo Energetyki Słonecznej PTES-ISES;
41) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki;
42) Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej;
43) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE);
44) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV;
45) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
46) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii;
47) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej;
48) Stowarzyszenie Papierników Polskich;
49) Stowarzyszenie Polska Izba Urbanistów;
50) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów;
51) Stowarzyszenie Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych;
52) Stowarzyszenie Urbanistów ZOIU;
53) Towarowa Giełda Energii S.A.;
54) Towarzystwo Elektrowni Wodnych;
55) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
56) Towarzystwo Obrotu Energią (TOE);
57) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych;
58) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego;
59) Związek Banków Polskich;
60) Związek Gmin Wiejskich Rzeczypospolitej Polskiej;
61) Baltic Power;
62) Baltic Trade and Invest;
63) Equinor;
64) Northland Power;
65) Ocean Winds;
66) Ørsted;
67) PGE Baltica;
68) Polenergia;
69) RWE;
70) Sea Wind;
71) Synthos Green Energy.

Projekt został przekazany do zaopiniowania (21 dni) do następujących podmiotów:

1) Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa;
2) Prokuratoria Generalna Rzeczypospolitej Polskiej;
3) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców;
4) Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
5) Urząd Regulacji Energetyki;
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt został przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

1) Pracodawcy RP;
2) Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan;
3) Związek Rzemiosła Polskiego;
4) Związek Pracodawców Business Centre Club;
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców;
6) Federacja Przedsiębiorców Polskich.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy problematyki zadań związków zawodowych, projekt nie podlegał opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt ustawy, z uwagi na regulacje w zakresie funkcjonowania klastrów energii, w szczególności ich terytorialnego zakresu działania, wymagał zaopiniowania przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego (KWRiST), zgodnie z zakresem spraw, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej. W dniu 21 grudnia 2022 r. KWRiST wydała opinię negatywną o projekcie ustawy wskazując, że projekt nie uwzględnia istotnych postulatów środowiska samorządowego w zakresie m.in:
1) biomasy (postulat usunięcia z jej definicji biomasy stałej, która nadal stanowi jedno z głównych źródeł produkcji oze),
2) wodoru (postulat ograniczenia definicji wodoru jedynie do tego *stricte* odnawialnego z uwagi na znaczące ilości energii niezbędne do jego wytworzenia),
3) klastrów energii (postulaty: zwolnienia klastrów z opłat za dystrybucję energii celem obniżenia kosztów jej wytwarzania; umożliwienia uczestnictwa w klastrach związków i stowarzyszeń jednostek samorządu terytorialnego działających w obszarze energetyki, w celu poprawy efektywności ich działania),
4) regulacji dla lokalizacji lądowych elektrowni wiatrowych (zmiany reguły 10h).
W opinii projektodawcy zastrzeżenia KWRiST, jakkolwiek ważne i rozważane do uwzględnienia przy dalszych pracach nad powyższymi zagadnieniami, nie są uwagami o charakterze zasadniczym dla projektu ustawy i nie mają wagi wstrzymującej jego dalsze procedowanie. Co więcej, w przypadku kwestii reguły 10h, pozostają one poza zakresem przedmiotowym niniejszego projektu, zaś w pewnych kwestiach ich pełne i proste uwzględnienie nie jest możliwe z uwagi na regulacje unijne (np. w przypadku zmiany definicji biomasy oraz zwolnienia klastrów z opłat za dystrybucję; przy czym projekt zawiera rozwiązania preferencyjne dla klastrów w zakresie opłat dystrybucyjnych).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymagał zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Do projektu zgłoszono 1012 uwag w ramach procesu opiniowania i konsultacji, których autorami jest ponad 100 podmiotów.

W opiniowaniu uwagi zgłosili:

1) Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa;
2) Prokuratoria Generalna Rzeczypospolitej Polskiej;
3) Urząd Regulacji Energetyki;
4) Młodzieżowa Rada Klimatyczna;
5) Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan.

Z uwagi na obszerność uwag, a także niezwykle szeroki ich zakres, ich zestawienie oraz stanowisko Ministerstwa Klimatu i Środowiska stanowi załącznik do niniejszego raportu.

Należy ponadto wskazać, że w trakcie trwania procesu rozpatrywania uwag w procesie konsultacji i opiniowania, zdecydowano o wyłączeniu z projektu regulacji z dziedziny morskich farm wiatrowych. Stało się tak z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze i w konsekwencji przepisy dotyczące ww. kwestii zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*.

2. **Przedstawienie wyników zasięgnięcia opinii, dokonania konsultacji albo uzgodnienia projektu z właściwymi organami i instytucjami Unii Europejskiej, w tym Europejskim Bankiem Centralnym**

Projektowana regulacja będzie wymagać notyfikacji Komisji Europejskiej w trybie ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702), której dokona Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Oprócz tego, projekt ustawy nie wymaga przedłożenia innym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnień, o których mowa w uchwale nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów.

3. **Wskazanie podmiotów, które zgłosiły zainteresowanie pracami nad projektem w trybie przepisów o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa, wraz ze wskazaniem kolejności dokonania zgłoszeń albo informację o ich braku.**

Nie odnotowano zgłoszeń zainteresowanych podmiotów w trybie przepisów o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa.

Załącznik:

Tabele zgłoszonych uwag w procesie konsultacji publicznych i opiniowania wraz ze stanowiskiem MKiŚ

Zestawienie uwag zgłoszonych w ramach konsultacji publicznych
projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99)

Projekt przedmiotowej ustawy, pismem z 25 lutego 2022 r., został przekazany do konsultacji publicznych.

Projekt został umieszczony na stronie internetowej Biuletynu Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), w celu udostępnienia go wszystkim zainteresowanym podmiotom.

Projekt nie podlegał opiniowaniu, konsultacjom ani uzgodnieniom z organami i instytucjami Unii Europejskiej, w tym z Europejskim Bankiem Centralnym.

W poniższej tabeli przedstawiono zestawienie uwag zgłoszonych w procedurze konsultacji publicznych dot. projektu ustawy wraz ze stanowiskiem Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Lp.	§	Zgłaszający uwagę	Treść uwagi	Stanowisko Ministerstwa Klimatu i Środowiska
1.	Uwaga ogólna	Os. Fizyczna 1	Pytam projektodawców czy konsultowany projekt ustawy OZE **przewiduje DOFINANSOWANIA do PRZYDOMOWYCH instalacji fotowoltaicznych PV z akumulacją energii do miejscowego wykorzystania także przy zaniku napięcia w sieci ?** Takie lokalne, niezależne „OAZY" zasilania miejscowego mogą być szczególnie potrzebne w okresie nie tylko widocznych kryzysów.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga poza zakresem regulacji. Projekt ustawy nie przewiduje dofinansowania do przydomowych instalacji fotowoltaicznych
2.	Uwaga ogólna	Os. Fizyczna 2 – 10, 13	Prośba o liberalizacje zasady odległościowej znajdującej się w ustawie o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga poza zakresem regulacji. Podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum

				Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.
3.	Uwaga ogólna	Os. Fizyczna 11	Po przeczytaniu projektu konkluzja moja jest taka, że biogazu w Polsce nie było, nie ma i nie będzie. Jaki wodolejec wymyślił 100 stronicowy dokument?. To porażka. Sama ilość stron świadczy o jakości dokumentu. Pracujący nad dokumentem nie czują zagadnienia. Jak chcecie produkować biometan nie mając biogazowni? Na 2 - 3 stronach należy przedstawić prosto warunki dla inwestorów, którzy chcą produkować energię. Ich sprawą jest jak to zrobią, czym, kim byle zgodnie z prawem. Im się to musi opłacić. Państwo ma stworzyć im warunki produkcji biogazu. Oni resztę zrobią. Przypominam, że wiatraki pracują wtedy, kiedy wieje wiatr a biogazownie ciągle, są doskonałym magazynem energii. Mogą pracować w godzinach szczytu. W Niemczech w 2020 roku wyprodukowano około 567,4 TWh prądu elektrycznego z czego 254,7 TWh prądu ze źródeł odnawialnych. Niemcy mają około 11000 biogazowni Polska około 304 W Polsce w 2020 roku wyprodukowano 152,2 TWh prądu elektrycznego - głównie z węgla. Potencjał w biogazie w Polsce wynosi przynajmniej około 31 TWh w prądzie a drugie tyle w cieple. Biogazownicy mogą więc wyprodukować około 20% energii elektrycznej bez uszczerbku dla produkcji żywności. W Niemczech około 6 - 8 mln. rodzin jest ogrzewanych ciepłem biogazu. Należałoby wrócić do lansowanej przez mnie od wielu lat potrzeby budowy kilkunastu tysięcy biogazowni rolniczych w Polsce. Są warunki podobne do istniejących w Niemczech może lepsze.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga ma charakter polemiczny. Na dzień 21 czerwca 2022 r. w Polsce było 134 instalacji biogazu rolniczego należących do 113 podmiotów. Wszystkie instalacje były wyposażone w moduły kogeneracyjne, których łączna moc elektryczna wyniosła 131,527 MWe. Do końca pierwszego kwartału 2022 r. wyprodukowały one 89,7 mln m^3 biogazu rolniczego. Projektowane regulacje przyczynią się do dalszego rozwoju sektora biogazowego.

			Im się opłaca a nam nie. To zróbcie, żeby nam też się opłacało. W Chinach też maja 30 milionów biogazowni i im się opłaca o naszych sąsiadach nie wspomnę.	
4.	Uwaga ogólna	Os. Fizyczna 12	Szanowni Państwo, otrzymałem od AVAAZ ciekawego maila, którego treść załączam poniżej w wersji niezmienionej, choć ze swojej strony pragnę napisać Państwu kilka zdań według swoich i nie tylko swoich odczuć. Tak więc przechodząc do sedna sprawy, a jednocześnie nie chcąc być ruskim troll'e,m i nie załączając AVAAZ DW wnoszę o stanowcze przemyślenie dotychczasowo obranej przez rząd PO-PSL polityki inwestowania tylko i wyłącznie w zielone i odnawialne źródła energii, a co za tym idzie odchodzenie od gospodarki pozyskiwania źródeł energii z węgla i innych złóż. Rzecz jasna i oczywista, że należy iść z duchem czasu, rozwojem technologii i dbać o środowisko tam, gdzie jest to możliwe i uzasadnione kosztowo, ponieważ dotychczas obrana polityka pcha Nas nieuchronnie w szpony postępującej inflacji. Dlatego uważam, że nie należy jednak zapominać, że z jakiegoś powodu Rosja i Chiny nie zdecydowały się podążyć w tym samym, co cały świat Zachodni kierunku i właśnie dlatego należałoby się temu zjawisku pilnie przyglądać, wyciągać z niego wnioski i przedsięwziąć właściwą politykę, którą następnie należałoby wdrożyć nie zważając na to, co twierdzi UE, zwłaszcza po wczorajszym zachowaniu Naszego Zachodniego Sąsiada w jego własnym Parlamencie po wystąpieniu Prezydenta Ukrainy.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga poza zakresem regulacji.

			W razie pytań, tudzież wątpliwości uprzejmie pozostaję do Państwa dyspozycji - jeden z coraz większej rzeszy racjonalnie myślących obywateli, którym na sercu leży dobro Naszej Ojczyzny - Polski właśnie!	
5.	Uwaga ogólna	Os. Fizyczna 14	w ramach konsultacji projektu ustawy o numerze UC99 wnoszę o utrzymanie w mocy dotychczasowych przepisów, które skutecznie chronią mieszkańców naszego kraju przed niekorzystnymi oddziaływaniami elektrowni wiatrowych. Chodzi o tak zwaną ustawę odległościową.	**Uwaga nieprzyjęta** Podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.
6.	Uwagi ogólne	NCBR	Proponowane zmiany w ustawie o odnawialnych źródłach energii (OZE) w zakresie wytwarzania biometanu uważamy za pozytywne i niezbędne dla uruchomienia potencjału produkcji biometanu w Polsce. Zwracam jednak uwagę, że **niezbędne są szersze i głębsze zmiany w prawie nakierowanych na usunięcie wszelkich barier** – nie tylko tych o charakterze prawnym, ale także technicznych oraz ekonomicznych, blokujących wytwarzanie i wykorzystanie na szeroką skalę biometanu w Polsce. Jako odnawialny substytut gazu ziemnego **biometan jest niezbędny do całkowitego uniezależnienia się od importu paliw z Rosji.** Jest to szczególnie ważne wobec trwającej obecnie agresji Rosji na Ukrainę. Bezpieczeństwo Polski to także bezpieczeństwo energetyczne. Dlatego tak ważne jest **wsparcie realizacji różnorakich kierunków wykorzystania biometanu, tak by uruchomić i zagospodarować w pełni dostępny w Polsce potencjał wytwarzania tego paliwa (blisko 8 mld m3),** do którego	**Uwaga wyjaśniona** Uwaga ma charakter ogólny. Zostanie wykorzystana do prac na rzecz rozwoju biometanu w odrębnym projekcie Projekt UC99 zostanie poszerzony o kwestie dotyczące bioLNG. Ponadto, MKiS prowadzi prace analityczne nad dodatkowymi rozwiązaniami, jak np. biogazociąg bezpośredni, który umożliwiłby przekazywanie biogazu/biometanu do odbiorców końcowych z pominięciem sieci gazowej. Propozycje w zakresie wprowadzenia dedykowanego programu pomocowego dla biometanu: mając na uwadze uwagi przedłożone w ramach konsultacji oraz opiniowania projektu UC99 podjęta została decyzja o opracowaniu przepisów określających zasady udzielania finansowej pomocy operacyjnej dla biometanu. Wdrożenie tych przepisów wymagać będzie kolejnej nowelizacji ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, dalej: ustawa OZE**.**

			odwołano się w uzasadnieniu do projektu zmian ustawy OZE.	
7.	Uwagi ogólne	NCBR	**1. Zagospodarowanie biometanu z pominięciem sieci gazowej** Wytwarzanie biometanu w celu wprowadzania o do sieci gazowej zostało zaadresowane w projekcie zmian ustawy OZE skierowanym do konsultacji. Zwracam uwagę, że **nie można pomijać lub marginalizować innych sposobów wykorzystania biometanu – tych z pominięciem sieci gazowej**. Postulujemy taką zmianę przepisów, które pozwolą na uruchomienie wielu różnych sposobów zagospodarowania biometanu – każdorazowo pozostawiając inwestorom wybór w zależności od uwarunkowań lokalizacyjnych danej inwestycji. **Nadal znacząca cześć obszarów wiejskich w Polsce nie ma dostępnej sieci gazowej**. Na takich obszarach istnieje znaczący potencjał wytwarzania biometanu, dlatego należy także tam umożliwić inwestycje w biometan. W lokalizacjach pozbawiony dostępu do sieci gazowej wytworzony biometan sprężony może być przewożony do odbiorcy końcowego – transportem kołowym. Rozwiązania te powinny być w równym stopniu promowane jak inwestycje posiadające przyłączenie do sieci gazowej. Zwracamy uwagę, że rynek biometnu powinien być rozwijany bez monopolizowania odbioru. W ustawie należy wprowadzić **rozwiązania prawne umożliwiające lokalną dystrybucję biometanu**. Doszczegółowienie podano poniżej.	**Uwagi wyjaśnione** Uwaga ma charakter ogólny. Zostanie wykorzystana do prac na rzecz rozwoju biometanu w odrębnym projekcie Propozycje w zakresie wprowadzenia dedykowanego programu pomocowego dla biometanu: mając na uwadze uwagi przedłożone w ramach konsultacji oraz opiniowania projektu UC99 podjęta została decyzja o opracowaniu przepisów określających zasady udzielania finansowej pomocy operacyjnej dla biometanu. Wdrożenie tych przepisów wymagać będzie kolejnej nowelizacji uOZE. W odniesieniu do pkt 4 należy wskazać, że projektowane przepisy w obszarze gwarancji pochodzenia obejmują zarówno biometan wprowadzony do sieci gazowej jak również biometan wytwarzany i wykorzystany z pominięciem sieci gazowej.

			2. Biometan do zasilania maszyn i pojazdów w rolnictwie oraz lokalnych flot pojazdów Szczególnym sektorem wykorzystania biometanu powinno być rolnictwo i sektory z nim bezpośrednio powiązane. Wytwarzanie biometanu przełoży się bardzo istotnie na ograniczenie emisji GHG z rolnictwa poprzez zagospodarowanie odchodów zwierzęcych (obornik, gnojowica, itp.), jednocześnie biometan to biopaliwo do zasilania pojazdów wykorzystywanych w produkcji rolnej. Podobnie jak biogaz, biometan to paliwo lokalne. Wskazujemy na konieczność promowania rozwiązań związanych z **lokalnym wykorzystaniem biometanu do zasilania pojazdów i maszyn w rolnictwie, a także w lokalnym transporcie**. Wpisują się tu doskonale **rozwiązania hybrydowe** - w sezonie jesienno-zimowym główny strumień biometanu kierowany będzie do sieci gazowej (duże zapotrzebowanie na gaz w sezonie grzewczym), natomiast w okresie wiosennym, letnim i jesienią cześć strumienia biometanu będzie wykorzystana do zasilania pojazdów i maszyn w rolnictwie. Dostępny potencjał biometanu na obszarach wiejskich przewyższa 3-krotnie zapotrzebowanie na olej napędowy w rolnictwie. Dostrzegając wagę tego lokalnie produkowanego paliwa NCBR planuje kolejne przedsięwzięcie, którego przedmiotem będzie przeprowadzenie prac B+R w zakresie opracowania i demonstracji technologii dostosowania maszyn i pojazdów rolniczych do zasilania biometanem (substytut stężonego CNG). Funkcjonalnie będzie ono powiązane z wytwarzaniem biometanu w przedsięwzięciu „Innowacyjna Biogazownia”. Chcemy promować	

			tankowanie biometanu wprost przy biometanowni celem jak najbardziej efektywnego wykorzystania tego wysokiej jakości paliwa. Chcemy podkreślić, że biometan należy przede wszystkim traktować jako samoistne paliwo transportowe do bezpośredniego tankowania pojazdów. Jest to rozwiązanie znacznie bardziej efektywne energetycznie i kosztowo od promowanego w ramach projektu zmian ustawy o biokomponentach i biopaliwach zastosowania biometanu w sektorze transportu jako źródła wodoru do procesów hydrorafinacji ropy naftowej do paliw ciekłych. **3. Wsparcie dla biometanu** Przedstawiony projekt co do zasady **nie wprowadza regulacji w zakresie wsparcia finansowego, które mogą realnie stymulować rozwój biometanu**. Projekt przewiduje odejście od niefunkcjonującego w praktyce systemu świadectw pochodzenia biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej (tzw. brązowe certyfikaty). Jednocześnie nie wskazano na żaden inny system wsparcia finansowego, który dedykowany byłby dla biometanu. Inwestorzy nadal nie znają mechanizmów wsparcia ani jego wysokości. W tym zakresie oczekują konkretnych rozwiązań pozwalających na zapewnienie opłacalności dla tego typu inwestycji. Promowany w projekcie ustawy kierunek zagospodarowania biogazu poprzez wprowadzenie do sieci gazowej dystrybucyjnej, stanowi kanwę dla systemu wsparcia, który jak można przypuszczać, będzie oparty o ceny referencyjne i koszyki aukcyjne na biometan do sieci - analogicznie jak obecnie ma	

			to miejsce dla energii elektrycznej wytworzonej w OZE wprowadzanej do sieci elektroenergetycznej. Jest to rozwiązanie pożądane. Uważamy, że na równi konieczne jest objęcie wsparciem lokalnej dystrybucji biometanu poza operatorem sieci przesyłowej. **Wsparcie do biometanu powinno być dostosowane do jego końcowego sposobu zagospodarowania, tak by uruchomić szeroki wachlarz możliwości wykorzystania tego paliwa w wielu sektorach polskiej gospodarki.** Zwracamy uwagę, że niezbędne jest taki kształt wsparcia finansowego, który pozwoli promować biometan jako samoistne paliwo transportowe do bezpośredniego tankowania lokalnych flot pojazdów. Dobrym wzorcem dla Polski jest **model szwedzki**, w którym biometan tankowany lokalnie lub po dostarczeniu transportem kołowym do miejsca tankowania służy jako paliwo do zasilania pojazdów, takich jak śmieciarki, autobusy miejskie i podmiejskie, a także lokalnie działający przedsiębiorcy (dostawcy pieczywa itp.). **4. Gwarancje pochodzenia** Gwarancje pochodzenia biometanu są kwestią kluczową dla inwestorów i odbiorców końcowych biometanu. Przedmiotowy projekt ustawy wprowadza gwarancje pochodzenia dla biometanu. Jest to zmiana pożądana. S**ystem gwarancji pochodzenia musi obejmować zarówno biometan wprowadzony do sieci gazowej jak również biometan wytwarzany i wykorzystany z pominięciem sieci gazowej**. W praktyce gwarancja pochodzenia będzie stanowiła wprost **wyznacznik opłacalności inwestycji w**	

			wytwarzanie tego paliwa, ponieważ firmy przemysłowe dążące do redukcji śladu węglowego będą skłonne zapłacić znacznie więcej za paliwo posiadające gwarancję niż za biometan bez gwarancji pochodzenia. **5. Inne rodzaje biogazu** Postulujemy by projektując przepisy wykonawcze do projektowanej ustawy ustawodawca zwrócił uwagę na potrzebę **objęcia wsparciem wytwarzanie biometanu z wszystkich rodzajów biogazu**, w tym biogazu z przetwarzania w procesie fermentacji metanowej odpadów komunalnych (tzw. biogazownie komunalne**).** **Krajowy potencjał biometanu z odpadów komunalnych selektywnie zbieranych sięga 4 mld m3.** Jest to ilość wystarczająca by zasilić połowę floty autobusów miejskich w Polsce i ma kluczowe znaczenie dla wymaganej prawem wymiany flot pojazdów komunikacji miejskiej na pojazdy bezemisyjne. **Potencjał ten powinien być jak najszybciej uruchomiony i wykorzystany przede wszystkim na cele transportowe. Będą to pierwsze tego typu inwestycje w Polsce, dlatego będą wymagały wyraźnego impulsu w pierwszej fazie rozwoju tego sektora. Tu wsparcie finansowe jest niezbędne.**	
8.	Uwaga ogólna	NCBR	**Propozycja:** W kontekście planu uniezależnienia Europy od rosyjskich paliw kopalnych na długo przed 2030 r. należy rozważyć czy możliwe jest przyśpieszenie wydawania pozwoleń i wpisywanie do odpowiednich rejestrów instalacji wytwórczych i klastrów energetycznych korzystających z OZE.	**Uwaga nieprzyjęta** Projektodawca nie zakłada uprzywilejowania członków klastra energii w tym zakresie względem pozostałych uczestników rynku energii.

			Uzasadnienie: W ramach REpowerEU potrzebne jest podniesienie efektywności energetycznej, zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii, elektryfikację i rozwiązanie problemu ograniczeń infrastrukturalnych. Wspólne europejskie działania w kierunku bezpiecznej energii po przystępnej cenie (europa.eu)	
9.	Uwaga ogólna - biometan	NCBR	**Propozycja:** W kontekście planu uniezależnienia Europy od rosyjskich paliw kopalnych na długo przed 2030 r. należy rozważyć preferencyjne warunki dla producentów biometanu. W ramach REpowerEU zakłada się podwojenie ambicji UE w zakresie produkcji biometanu do 35 mld m3 rocznie do 2030 r., w szczególności z odpadów i pozostałości rolniczych. **Uzasadnienie:** W ramach REpowerEU potrzebne jest podniesienie efektywności energetycznej, zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii, elektryfikację i rozwiązanie problemu ograniczeń infrastrukturalnych. Wspólne europejskie działania w kierunku bezpiecznej energii po przystępnej cenie (europa.eu).	**Uwaga przyjęta** Mając na uwadze aktualną sytuację, podejmowane są działania mające na celu wprowadzenie usprawnień i ułatwień dla projektów biometanowych. Nie wszystkie wymagają zmian prawnych lub będą adresowane w projekcie UC99. Podejmowane działania obejmują: - przygotowanie propozycji wsparcia inwestycyjnego dla sektora biometanu z funduszy europejskich, - przygotowanie mechanizmów wsparcia opex dla sektora biometanu, - wypracowanie propozycji usprawnień dla nawozowego stosowania pofermentu, itp.
10.	Uwagi ogólne	Polska Izba Mleka	1. Napotykanym problemem jest otrzymanie zgody na wprowadzenie nadwyżki energii elektrycznej do sieci. W przypadku nieotrzymania takiej zgody przedsiębiorca zmuszony jest np. do dokupienia urządzeń, które „sztucznie” będą zużywały nadwyżkę produkowanej energii elektrycznej (nagrzewnice elektryczne), tak aby nie wprowadzać energii do sieci; aby nie korzystać z nagrzewnic,	**Uwaga nieprzyjęta** Zagadnienia wykraczają poza inicjatywę legislacyjną. Jednocześnie prace nad ich realizacją są prowadzone w formule współpracy z branżą w ramach Porozumienia o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu.

			konieczne będzie zmniejszenie o połowę produkcję biogazu, co spowoduje niewykorzystany potencjał instalacji. 2. Drugim problemem jest niejednoznaczność oraz poziom skomplikowania przepisów dotyczących wydawania pozwoleń na funkcjonowanie instalacji produkujących biogaz. Ścieżka formalna jest bardzo długa, a poprzez odmienną interpretację przepisów przez poszczególne urzędy, na długo przed realizacją przedsięwzięcie przysparza ogromu trudności. W dużym stopniu odstrasza to potencjalnych inwestorów. Procedury należałoby uprościć, tak aby sprzyjały przedsiębiorcom i zachęcały ich do nowych inwestycji. 3. Kolejnym problemem jest system kodów odpadów, które wchodzą w skład wsadów do biogazowni, oraz kodów odpadów powstających po procesie fermentacji beztlenowej. W przypadku instalacji do produkcji biogazu należałoby zrezygnować z sytemu kodów odpadów i zastąpić je jedynie jako: - wsady do biogazowni (cała biomasa odpadowa, z której produkowany jest biogaz), - masa pofermentacyjna (cała biomasa powstała po produkcji biogazu). W przypadku biogazowni system kodów odpadowych jest bardzo dużym utrudnieniem, ponieważ mocno zawęża rodzaje odpadów, z których może powstawać biogaz w danej instalacji. Dla przykładu, jeśli danego odpadu (potencjalnego wsadu do biogazowni) nie ma na liście kodów odpadów, które dana biogazownia może przyjąć do przetwarzania, to w takim wypadku ten odpad nie może zostać przez nią przetworzony. Mimo, że ze	

			strony technologicznej dany odpad bardzo dobrze nadawałby się jako wsad, to biogazownia nie może go przyjąć. Aby możliwe było w tym przypadku przyjęcie tego odpadu, trzeba zmieniać decyzję na przetwarzanie odpadów, co ponownie wiąże się z opisanym problemem w Pkt. 2. Fermentacja beztlenowa jest procesem, w którym substratem może być tylko i wyłącznie biomasa i odpady organiczne (nie dodamy do procesu tłuczki szklanej czy opakowań z tworzyw sztucznych), dlatego bezcelowym jest używanie kodów odpadów powszechnych w całej gospodarce odpadowej w Polsce. Ze względu na specyficzny charakter procesu fermentacji beztlenowej i produkcji biogazu masa pofermentacyjna, powstająca po procesie, powinna być z góry zakwalifikowana jako produkt uboczny do użytku rolniczego (również ze względu na obecną cenę nawozów), a nie jak to jest do tej pory jako odpad.	
11.	Uwaga ogólna	Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy	*Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw* powinien również wprowadzać zmianę definicji biomasy pochodzenia rolniczego. Biomasa pochodzenia rolniczego powinna być zdefiniowana jako biomasa pochodząca z produkcji rolniczej. Uwzględnienie tej zmiany w *Projekcie* ustawy pozwoli na zapewnienie spójności z Dyrektywą 2018/2001.	**Uwaga wyjaśniona** Rozróżnienie biomasy pochodzenia rolniczego w ustawie o odnawialnych źródłach energii ma znaczenie dla prawidłowego stosowania przewidzianego w art. 60a ust. 2 wymogu zachowania minimalnego udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznym udziale wagowym biomasy wykorzystanej do wytworzenia energii elektrycznej. Nie odnosi się ono natomiast do przepisów dotyczących kryteriów zrównoważonego rozwoju w odniesieniu do takiej biomasy. Natomiast przepisy dotyczące „biomasy rolniczej” w rozumieniu art. 2 pkt 25 Dyrektywy 2018/2001, dla realizacji jej postanowień w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju, zostały zaimplementowane w ustawie o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

12.	Uwaga ogólna	Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy	Rozporządzenia wydane przez Ministra właściwego do spraw klimatu (Art. 1 ust. 48 oraz 49 *Projektu ustawy*) powinny uwzględniać wymagania dobrowolnych systemów certyfikacji w przedmiotowym obszarze. Doprecyzowanie zapisów tych ustępów zapewni kompatybilność pomiędzy wymaganiami systemów certyfikacji i ustawą w zakresie ilości raportowanego biogazu/biometanu.	**Uwaga przyjęta** Rozporządzenia wydawane na podstawie delegacji zawartych w art. 1 pkt 48 i 49 UC99 mają istotne znaczenie w kontekście zapewnienia prawidłowości wydawania gwarancji pochodzenia. Tym niemniej będą one regulowały istotne kwestie również z pkt widzenia funkcjonowania dobrowolnych systemów certyfikacji, jak np. sposoby obliczania ilości wytworzonego biometanu czy też miejsce dokonywania pomiarów. Projekty aktów wykonawczych wydawane na podstawie ww. art. 1 uOZE będą poddawane konsultacjom publicznym zapewniając w ten sposób doprecyzowanie przepisów zapewniających kompatybilność pomiędzy wymaganiami systemów certyfikacji i uOZE w zakresie ilości raportowanego biogazu/biometanu.
13.	Uwaga ogólna	PCA	1) nie określono rodzaju jednostek oceniających zgodność, które będąc akredytowane - będą właściwe dla realizacji przedmiotowych działań; 2) nie doprecyzowano czy zadania przewidziane w ustawie do realizacji przez „jednostki akredytowane" powinny być objęte zakresem akredytacji tych jednostek; 3) stosuje się niespójnie oczekiwanie dotyczące udzielania akredytacji: dla jednych działań „jednostki akredytowane" akredytowane przez PCA; w zakresie innych działań: akredytowane przez PCA lub unijne jednostki akredytujące; 4) W projekcie przywołano nieaktualny tytuł Rozporządzenia 765/2008.	**Uwaga przyjęta** W zakresie gwarancji pochodzenia uszczegółowiono przepisy tym samym umożliwiając powstanie programu akredytacyjnego. Usunięto odwołanie do innych jednostek unijnych w wyjaśnieniach dot. jednostki akredytowanej. Usunięto fragment przywołujący rozporządzenie 765/2008.
14.	Uwaga ogólna	PIPC	Prawodawca w przedstawionym projekcie zaproponował wdrożenie systemu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji OZE oraz wsparcia operacyjnego. Obie formy wsparcia mogą zostać wykorzystane przez hydroelektrownie, z zastrzeżeniem, iż w ich przypadku moc zainstalowana pozwalająca na skorzystanie z	**Uwaga wyjaśniona** Podejście ustawodawcy w zakresie systemu wsparcia operacyjnego oraz dla instalacji zmodernizowanych jest spójne z przyjętym podejściem w zakresie systemu świadectw pochodzenia, w którym hydroelektrownie o mocy zainstalowanej większej niż 5 MW nie otrzymują wsparcia od końca 2015 roku.

			nowych form wsparcia została ograniczona do 5 MW, tym samym wyłączając możliwość wykorzystania zaproponowanych rozwiązań przez większe jednostki wytwórcze. W treści uzasadnienia prawodawca argumentuje zawężenie możliwości skorzystania ze wsparcia przez hydroelektrownie o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW powołuje się na niską liczbę takich elektrowni oraz na argumenty o charakterze środowiskowym (Uzasadnienie projektu, s. 55). Można mieć wątpliwości czy zaproponowane przez prawodawcę podejście jest uzasadnione. Brak możliwości skorzystania ze wsparcia hydroelektrowni o mocy powyżej 5 MW może zniechęcać potencjalnych inwestorów do rozwoju już istniejących jednostek wytwórczych. Podzielając spostrzeżenie prawodawcy zawarte w uzasadnieniu dotyczące wpływu realizowanych inwestycji na środowisko należałoby tym bardziej zachęcać poszczególne podmioty do rozwoju już istniejącej infrastruktury, w tym także w zakresie repoweringu, pozwalającej zoptymalizować wykorzystanie już istniejącego parku maszynowego hydroelektrowni. Biorąc pod uwagę powyższe argumenty oraz jedne z najniższych emisji w całym *life cycle* tej technologii (Komunikat 03/2021 interdyscyplinarnego Zespołu doradczego do spraw kryzysu klimatycznego przy prezesie PAN na temat perspektyw dekarbonizacji wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, Warszawa, 19 kwietnia 2021 r., s. 5) należy rozważyć dopuszczenie do projektowanego wsparcie również hydroelektrownie o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW.	Dodatkowo, duże elektrownie wodne są aktywnymi uczestnikami systemu wsparcia realizowanego na rynku mocy. W pierwszych sześciu aukcjach na tym rynku zakontraktowano ponad 1,1 GW mocy w elektrowniach wodnych.
15.	Uwaga ogólna	Greenpeace Polska	Ustawa o odnawialnych źródłach energii (OZE) powinna dokonywać transpozycji do prawa	**Uwaga wyjaśniona**

			krajowego dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (”Dyrektywa RED II”) oraz poprawić warunki do rozwoju OZE w Polsce w optymalny sposób, który będzie prowadził do poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju. Niestety proponowany projekt ustawy nie odpowiada na potrzeby i wyzwania związane z dalszym rozwojem OZE w Polsce. Rozwój instalacji OZE wspierany przez znaczącą poprawę efektywności energetycznej, powinien stać się priorytetem strategii energetycznej Polski, podstawą bezpieczeństwa i niezależności energetycznej kraju. Przejście na lokalne, krajowe odnawialne źródła energii prowadzi do decentralizacji energetyki oraz bezpośrednio przekłada się na ograniczenie zależności od wykorzystania, a także importu paliw kopalnych (węgla, gazu i ropy). Szybszy rozwój OZE prowadzić będzie również do obniżenia cen energii i poprawy bezpieczeństwa ekonomicznego Polek i Polaków. W perspektywie ostatniej zmiany sytuacji geopolitycznej, procedowana nowelizacja powinna tworzyć ramy dla zdecydowanego przyspieszenia rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii w Polsce oraz prowadzić do dalszego rozwoju sektora produkcji urządzeń dla energetyki odnawialnej. Ważne jest także, by projekt prowadził do harmonizacji polskiego prawa z wymogami UE oraz wprowadzał rozwiązania korzystne dla poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju z zachowaniem w szczególności wymogów ochrony przyrody. Najważniejsze powinno być	Odnośnie uwagi w zakresie "repoweringu" projekt zakłada możliwość pełnej lub częściowej modernizacji. Pełna modernizacja wykonana przy nakładach inwestycyjnych na poziomie 100% wartości wybudowania nowej referencyjnej instalacji oznacza pełen poziom wsparcia. **Uwagi nieprzyjęte** w zakresie pozostałych zagadnień Wprowadzenia zmian regulacyjnych prowadzących do zwiększenia elastyczności krajowego systemu elektroenergetycznego w celu dostosowania go do zwiększonego udziału OZE nastąpi m.in. dzięki zaproponowaniu regulacji dotyczących klastrów energii. Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii. Projektodawca zakłada się, że dzięki instrumentom wsparcia zaproponowanym w projektowanej regulacji do 2030 roku klastry energii staną się skutecznymi kreatorami lokalnego rynku energetycznego. Współpraca w ramach klastra energii zapewnieni wykorzystanie miejscowych zasobów, w szczególności odnawialnych źródeł energii, przyczyni się rozwoju lokalnej przedsiębiorczości oraz zwiększenia zaangażowania uczestników lokalnego ekosystemu energetycznego i w efekcie wpłynie na poprawę lokalnego bezpieczeństwa energetycznego oraz zwiększenie niezależności energetycznej obszarów objętych działalnością klastrów energii. Uwaga dotycząca systemu wsparcia dla klastrów energii, który powinien zostać ograniczony do instalacji wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych jest niezasadne, gdyż zgodnie z założeniami proponowanego systemu wsparcia odnosi się on do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej

			odblokowanie rozwoju lądowej energetyki wiatrowej, zwiększenie inwestycji w modernizację i rozwój sieci elektroenergetycznych, które umożliwią dynamiczny przyrost rozproszonych źródeł OZE oraz dalsze ułatwienia dla rozwoju prosumeryzmu. Kluczowe powinno być pilne zniesienie istniejących barier regulacyjnych dla rozwoju odnawialnych źródeł energii. W związku z tym konieczne są: • Uzupełnienie projektu nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw o zmiany w ustawie o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (tzw. „ustawa odległościowa") polegające na zniesieniu wymogu zachowania minimalnej odległości pomiędzy elektrownią wiatrową a najbliższymi zabudowaniami (tzw. „zasada 10h"). Zaostrzenie zasad lokalizacji, budowy i utrzymania elektrowni wiatrowych stanowiących najtańszą technologię pozyskiwania czystej energii elektrycznej, doprowadziło do drastycznego ograniczenia możliwości rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie. Nie ulega wątpliwości, że farmy wiatrowe powinny powstawać tam, gdzie nie zagrażają ludziom i środowisku, jednak aktualnie obowiązujące ograniczenia muszą zostać zniesione. Decyzje o inwestycji powinny być poprzedzone co najmniej roczną oceną oddziaływania na środowisko. • Wprowadzenie zmian regulacyjnych prowadzących do bezzwłocznego	godziny okresu rozliczeniowego. Projektodawca w ten sposób promuje klastry, które produkują energię z odnawialnych źródeł energii. Ponadto, regulacje dot. prosumentów zbiorowych weszły w życie od 1 kwietnia 2022 r. Natomiast społeczności energetyczne będą wdrażane odrębnym projektem UC 74 – zmiana ustawy – Prawo energetyczne. W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.

			zwiększenia elastyczności krajowego systemu elektroenergetycznego w celu dostosowania go do zwiększonego udziału OZE. • Pewność regulacyjna, przewidywalność oraz długość postępowań administracyjnych mają kluczowe znaczenie dla rozwoju inwestycjami w OZE. Dlatego konieczne jest przyspieszenie oraz uproszczenie procedur administracyjnych i projektowych dotyczących inwestycji OZE; m.in.: zapewnienie dostępu do informacji o stanie technicznym sieci oraz możliwości przyłączenia źródła wytwórczego OZE na jak najwcześniejszym etapie planowania inwestycji, uproszczenie procedur administracyjnych towarzyszących nabywaniu gruntów rolnych oraz zmianie ich przeznaczenia. • Wprowadzenie rozwiązań mających na celu dalsze ułatwienie procesu przyłączania odnawialnych źródeł energii do sieci. Instalacje OZE powinny zostać objęte obowiązkiem wskazania maksymalnej dostępnej mocy przyłączeniowej w miejscu wskazanym we wniosku o przyłączenie oraz obowiązkiem wskazania lokalizacji alternatywnej w przypadku decyzji odmownej. • Uwzględnienie społeczności energetycznych oraz prosumentów zbiorowych poprzez wprowadzenie rozwiązań mających na celu promowanie i rozwój obywatelskich społeczności energetycznych działających w zakresie	

			odnawialnych źródeł energii. Z kolei system wsparcia klastrów energii powinien zostać ograniczony do instalacji wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych. • Uzupełnienie projektu o kwestie dotyczące rozbudowy źródła energii (tzw. "repowering") rozumiane jako modernizacja źródła wytwórczego OZE poprzez pełną lub częściową wymianę systemów i urządzeń w celu zwiększenia efektywności lub/i mocy instalacji. • Zwiększenie roli odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie i chłodnictwie. Dalsze przyspieszenie rozwoju oraz zintensyfikowanie wsparcia dla mikroinstalacji odnawialnych źródeł energii.	
16.	Uwaga ogólna	Osoba fizyczna 15	W ramach konsultacji projektu ustawy o numerze UC99 wnoszę o utrzymanie w mocy dotychczasowych przepisów, które skutecznie chronią mieszkańców naszego kraju przed niekorzystnymi oddziaływaniami elektrowni wiatrowych. Chodzi o tak zwaną ustawę odległościową.	**Uwaga nieprzyjęta** Podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.
17.	Uwaga ogólna	ZBP	Uwagi ogólne: 1. Sektor bankowy proponuje wprowadzenie do UOZE rozwiązań dających faktyczne odblokowanie mocy przyłączeniowych: a. Mocą przyłączeniową może być suma mocy zainstalowanych, ale liczonych jako moc zainstalowana prądu zmiennego (AC), a nie jak przy PV – jako moc prądu stałego i	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga poza zakresem projektu. Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie.

			to jeszcze czysto teoretyczna (DC STC). Po pierwsze na wyprowadzeniu mocy z instalacji OZE są zabezpieczenia, a po drugie taka zmiana jest konieczna, aby promować zużycie własne (autokonsumpcję), cable-pooling oraz linię bezpośrednią (bez obciążania zdolności przyłączeniowych sieci dystrybucyjnych). b. Proponujemy zmianę (a de facto uspójnienie – vide: pkt. 2) definicji mocy zainstalowanej instalacji OZE, co powinno „uwolnić" częściowo zablokowane możliwości przyłączenia przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) kolejnych instalacji OZE, jest to ważne zwłaszcza w przypadku instalacji PV (odblokowuje co najmniej różnicę mocy DC-STC i AC-falownik).	Mając na uwadze powyższe, należy jednocześnie podkreślić, że MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.
18.	Uwaga ogólna	ZBP	1. Proponujemy wypracowanie w dialogu z rynkiem OZE nowej definicji mocy zainstalowanej hybrydowej instalacji OZE, gdyż projektowana nowelizacja UOZE zawiera niestety wewnętrznie niespójną definicję mocy zainstalowanej instalacji hybrydowych i jej poszczególnych części składowych i tak dla przykładu: a. PV – moc DC-STC – bierzemy pod uwagę jedynie element modułu wytwarzania energii i do tego jeszcze o teoretycznym poziomie mocy, co skutkuje znaczną różnicą	**Uwaga przyjęta** w zakresie definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii**.** W projekcie UC99 zaproponowano nowa definicję hybrydowej instalacji OZE, niemniej nadal utrzymana jest definicja mocy zainstalowanej elektrycznej. W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany: 1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu;

			poziomu mocy DC-STC i AC-falownik, b. wiatr na lądzie – moc AC-generator – brany pod uwagę jest jedynie element modułu wytwarzania energii i do tego zazwyczaj przewymiarowany, albo o nieznanej mocy (turbiny bezprzekładniowe - znana tylko moc całej turbiny), c. hydroenergia – moc AC-generator – brany pod uwagę jest jedynie element moduł wytwarzania energii i do tego zazwyczaj przewymiarowany, d. biogaz – moc AC-jednostka CHP - a więc w tym przypadku jest brana pod uwagę zgodnie ze sztuką inżynierską moc całego modułu wytwarzania energii AC, e. wiatr offshore – moc AC-turbina - a więc także i w tym przypadku jest brana pod uwagę moc całego modułu wytwarzania energii AC, a w przypadku hybrydowych instalacji OZE jako takich – jest brana pod uwagę moc transformatora na wyprowadzeniu mocy (a więc de facto moc przyłączeniowa modułu wytwarzania energii AC), a żadna z części nie może mieć więcej jak 80% mocy zainstalowanej elektrycznej całego zespołu (a więc w przypadku PV i kilku innych technologii porównujemy nieporównywalne).	2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania. MKiŚ będzie kontynuować działania mające na celu poprawę aktualnej sytuacji tych instalacji na rynku energii, jednakże proponuje się, aby w obecnym projekcie nie rozwijać tego zagadnienia w dalszym stopniu, po pierwsze z uwagi na fakt, że z racji swojego wdrożeniowego charakteru, prace nad nim muszą być maksymalnie zintensyfikowane, zaś uzupełnienie go o dodatkowe rozwiązania dot. instalacji hybrydowych wymagałoby dodatkowego czasu. Definicja hybrydowej instalacji OZE została uzupełniona o wymóg stopnia wykorzystania mocy stanowiący stosunek ilości MWh wytworzonej energii elektrycznej na każdy MW mocy przyłączeniowej. Należy jednocześnie podkreślić, że MKiŚ analizuje kwestię ewentualnej zmiany definicji mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE, mogącej odpowiadać aktualnie pojawiającym się wyzwaniom.

19.	Uwaga ogólna	ZBP	1. Rozważenia wymaga sposób wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowych: a. jedna cena – co oznacza kwestionowaną już wcześniej przez Komisję Europejską preferencję dla wybranego modelu instalacji hybrydowej = grupy inwestorów, czy też b. średnia cena ważona normatywną liczbą godzin ekwiwalentnych dla poszczególnych technologii składowych lub proporcją mocy zainstalowanej poszczególnych technologii składowych (ale tej porównywalnej – AC na wyjściu z modułu wytwarzania energii danego rodzaju). Sektor bankowy sugeruje wybór drugiego rozwiązania co powinno przyczynić się do faktycznego rozwoju instalacji hybrydowych, tak ważnych dla stabilizacji jakości energii elektrycznej na końcówkach sieci dystrybucyjnej.	**Uwaga przyjęta kierunkowo** W projekcie UC_99 przygotowano wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. Ponadto dodano upoważnienie dla ministra ds. klimatu do wydania rozporządzenia określającego referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii.
20.	Uwaga ogólna	ZBP	Konieczne są ułatwienia dla „linii bezpośredniej”, a zwłaszcza dla „biogazowego” gazociągu bezpośredniego jedynie dla biogazu(a więc bez styku z siecią dystrybucyjną gazową). Takie biogazowe gazociągi bezpośrednie powinny móc powstawać bez konieczności uzyskiwania zgody Prezesa URE. Sektor bankowy zwraca uwagę, że biogaz nie mający standardu biometanu nie jest traktowany jako paliwo gazowe	**Uwaga przyjęta kierunkowo** Tematyka „biogazociągu bezpośredniego” wykracza poza zakres UC99 i wymaga przeprowadzenia dodatkowej oceny skutków regulacji oraz zaproponowania rozwiązań o charakterze technicznym. Będzie przedmiotem odrębnej nowelizacji uOZE. W przypadku linii bezpośredniej uwagi te wychodzą poza zakres projektu. Niemniej należy podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega potrzebę ułatwień w zakresie zasilania odbiorców. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu

			w rozumieniu Dyrektywy Gazowej. Takie ułatwienie jest także ważne w sytuacji ograniczonej dostępności do paliwa gazowego w racjonalnej cenie z racji na niedostateczny rozwój sieci gazowej, zwłaszcza na obszarach wiejskich oraz zawirowania polityczne związane z wojną na Ukrainie.	wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.
21.	Uwaga ogólna	ZBP	Ceny referencyjne dla biogazu i energetyki wodnej powinny być skorygowane z uwagi na skokowy wzrost nakładów inwestycyjnych w 2021 r., a co najmniej o inflacyjny wzrost w stosunku do drugiego półrocza 2019 r. (LCOE było wyliczane na cenach z pierwszego półrocza 2019 r.), a więc przy wyliczaniu nowych cen referencyjnych co najmniej powinna być uwzględniona indeksacja o CPI za 2020 r. i 2021 r. (a faktycznie i za 2019 r.). Bez takiej rewizji cen referencyjnych należy się liczyć ze spadkiem zainteresowania budową tych bardzo potrzebnych instalacji, które przyczyniają się do: a. redukcji śladu węglowego w produkcji polskiej żywności (biogazownie rolnicze), b. wykorzystania energetycznego biogazu z odgazowania składowisk odpadów komunalnych (instalacje składowiskowe), c. odbudowy małej retencji, koniecznej do walki z trwałą suszą hydrologiczną dotykającą dużej części terenów Polski (hydroenergia, a zwłaszcza MEW).	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Ceny referencyjne dla biogazu i energetyki wodnej podlegały konsultacjom w ramach prac przy rozporządzeniu w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2022 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2022 r. (wydanego na podstawie art. 77 ust. 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii). Uwagi w zakresie wysokości referencyjnych cen operacyjnych, które zostaną określone w rozporządzeniu wydanym na podstawie projektowanego art. 83g ust. 1 ustawy o OZE należy zgłaszać w trakcie konsultacji tego rozporządzenia.

22.	Uwaga ogólna	ZBP	1. Zdaniem sektora bankowego, nie ma uzasadnienia dla stwarzania korzystniejszych warunków działania dla klastrów energii (jedynie porozumienia) w stosunku do spółdzielni energetycznych (osoba prawna). Środowisko bankowe proponuje zweryfikowanie kwestii klastrów energii vs. postanowienia przepisów regulujących zasady działania gmin i ich gospodarkę finansową, a na pewno rezygnację z konieczności udziału gminy/gmin w klastrach energii. Wyjaśnienia wymaga także kwestia czy w danej gminie może istnieć jeden klaster w gminie, czy też wiele klastrów? Dlaczego, celem budowania lokalnych społeczności energetycznych nie wykorzystać w tym celu spółdzielni energetycznej, która jest bytem prawnym, a nie bliżej niesprecyzowanym porozumieniem? Skoro działanie w klastrze ma przynosić korzyści stronom porozumienia, to dlaczego mają jeszcze dodatkowo korzystać z obniżonej opłaty dystrybucyjnej (infrastruktura sieciowa należy do OSD i dbałość o jej utrzymanie i rozbudowę też)?	**Uwaga nieprzyjęta** w odniesieniu do uwagi dotyczącej braku uzasadnienia dla stwarzania korzystniejszych warunków działania dla klastrów energii (jedynie porozumienia) Projektodawca wyjaśnia, że w Polityce Energetycznej Państwa 2040 (PEP 2040) wskazano że, dostępność odnawialnych źródeł energii, w szczególności na obszarach wiejskich stwarza możliwość ich wykorzystania do produkcji energii na potrzeby lokalnego rynku energetycznego. Dodatkowo rozproszenie jednostek wytwórczych oraz rozmieszczenie ich blisko odbiorców pozwala na racjonalne i efektywne wykorzystanie tego istniejącego lokalnie potencjału OZE, a także wpływa na ograniczenie strat w przesyle i dystrybucji energii elektrycznej. Zgodnie z założeniami PEP2040, rolę podmiotów, które mają być prekursorami takich działań na krajowym rynku, mają pełnić społeczności energetyczne, w tym klastry energii, które organizują się, aby dla dobra członków swej społeczności wytwarzać, dystrybuować i magazynować energię elektryczną na własne potrzeby. Zgodnie z celem założonym w PEP2040 w 2030 roku będzie działało w Polsce 300 takich zbiorowych podmiotów. Celem proponowanego w ustawie mechanizmu wsparcia jest pobudzenie inicjatywy na rynku w zakresie tworzenia i stabilnego rozwoju klastrów energii, tak aby ich powstanie i rozwój przyczyniły się do osiągniecia założonego w PEP 2040 na 2030 rok celu, jakim powstanie w Polsce 300 zbiorowych podmiotów w zakresie energetyki lokalnej, których działalność przyczyni się do wykorzystania istniejącego lokalnie potencjału OZE i w efekcie wzrostu bezpieczeństwa energetycznego obszarów objętych działalnością klastrów energii. **Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie rezygnacji z konieczności udziału gminy/gmin w klastrach energii Dodany zostanie przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu spółki kapitałowej utworzonej przez jednostkę samorządu terytorialnego lub spółka kapitałowa, której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji,

				W kwestii istnienia w danej gminie jednego lub wielu klastrów projektodawca nie nakłada w tym względzie ograniczeń i pozostawia to do decyzji potencjalnych uczestników klastra energii. Uwaga dotycząca korzystania z obniżonej opłaty dystrybucyjnej jest nieuwzględniona, gdyż rabat powiązany jest z korzyściami dla sieci jaki ma zapewnić klaster dzięki spełnieniu wymagań ustawowych.
23.	Uwaga ogólna	ZBP	Należy zweryfikować proponowane przepisy w zakresie umów PPA, w tym także celowość ich wprowadzania do Ustawy o OZE. Dodatkowo środowisko bankowe zwraca uwagę, że z zapisów w projekcie nowelizacji wynika, że regulatorowi chodzi o umowy CPPA (wytwórca <–> odbiorca końcowy), a nie umowy PPA (wytwórca <-> spółka obrotu).	**Uwaga nieprzyjęta** Konieczność wprowadzenia przepisów dot. umów PPA wynika z obowiązku transpozycji Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. W projektowanej umowie PPA stronami są wytwórca, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz odbiorca, w rozumieniu art. 3 pkt. 13 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 z póź.zm.). Pojęcie odbiorcy, z uwagi na swój szeroki charakter, obejmuje różne podmioty, w tym spółki obrotu. Projektodawca celowo wskazał wytwórcę OZE i odbiorcę jako strony umowy PPA, a nie odbiorcę końcowego, aby umożliwić jak najszerszej grupie podmiotów skorzystanie z tej formy zakupu energii elektrycznej.
24.	Uwaga ogólna	ZBP	Sektor bankowy proponuje zastąpienie w UOZE pojęcia „wodór odnawialny” pojęciem – „zielony wodór”. Wodór jako pierwiastek i nośnik energii pierwotnej nie może być odnawialny albo nieodnawialny, jest po prostu wodorem. Proponujemy zatem wprowadzić pojęcie „zielonego wodoru”, dla wskazania jego generacji przy użyciu energii ze źródeł odnawialnych.	**Uwaga wyjaśniona** Zgodnie z treścią „Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do roku 2040 (PSW)” nie należy mówić o kolorach wodoru, ponieważ kluczową kwestią w procesie jego wytwarzania jest emisyjność. W związku z tym precyzyjne określenie poziomu emisji CO2 towarzyszącej produkcji wodoru powinno zastąpić arbitralne przypisywanie mu „koloru” w zależności od technologii wytwarzania. Kryterium powinna być zatem ilość wyemitowanego CO2 w całym łańcuchu produkcji kilograma wodoru. W przypadku wytwarzanego przy użyciu energii z odnawialnych źródeł energii m.in. w instalacji odnawialnego źródła energii, określeniem adekwatnym jest właśnie wodór odnawialny.

25.	Uwaga ogólna	SPIUG	Naszym zdaniem , zapisy dotyczące wytwarzania ciepła z OZE zawarte w art. 116, są niewystarczające i obejmują tylko wybrany segment tego rynku, ograniczając się wyłącznie do regulacji dotyczących sieci ciepłowniczych, co jest oczywiście bardzo ważne, jednak nie wyczerpuje całego potencjału możliwości jakie daje wytwarzanie ciepła także w mniejszych, indywidualnych źródłach ciepła, wykorzystujących do jego wytwarzania odnawialne źródła energii. Udział wytwarzania ciepła i chłodu w bilansie energetycznym kraju, wymaga poważnego potraktowania tej gałęzi gospodarki osobnym aktem prawnym. Również dalszym ciągu niska liczba inwestycji w wykorzystanie odnawialnych źródeł energii do zasilania sieci ciepłowniczych oraz do wsparcia ciepła procesowego, ale także niższe od możliwego wynikającego z potencjału rynku tempa rozwoju w wypadku indywidualnych instalacji grzewczych wykorzystujących odnawialne źródła energii (tzw. „zazielenianie ciepła") ma przyczynę w braku jednolitego aktu prawnego o nazwie roboczej „Ustawa o cieple z OZE" który jednoznacznie by wskazywał na strategię rządu RP w sprawie zazieleniania ciepła. „Ustawa o cieple z OZE" byłaby konkretnym wkładem Polski w bezpośrednie wdrażanie zapisów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II), oraz byłaby motywatorem dla inwestorów w kierunku inwestowania w odnawialne źródła energii w ogrzewnictwie, którzy oczekują na jasny przekaz władz w tej sprawie i transparentne regulacje zebrane w jednym akcie prawnym.	**Uwaga nieprzyjęta** Kwestie wymogów dotyczących urządzeń grzewczych są zawarte w stosownych aktach prawnych i normach.

26.	Uwaga ogólna	ZRSA	**Uwaga ogólna do Projektu dotycząca konsekwencji legislacyjnych wynikających ze zmiany definicji instalacji hybrydowej oze** Zarządca Rozliczeń S.A. zwraca uwagę na zróżnicowane regulacje prawne w ustawie OZE w zakresie magazynu energii elektrycznej będącego częścią instalacji oze i hybrydowej instalacji oze. Zgodnie z projektowaną nową definicją hybrydowej instalacji oze, **ustawodawca wykluczył możliwość pobierania energii elektrycznej z sieci do magazynu energii elektrycznej, będącego częścią hybrydowej instalacji oze**, oraz wskazał**, że taka instalacja ma jeden punkt przyłączenia do sieci**. Nie wprowadził natomiast takich zmian w stosunku do instalacji oze. Może to rodzić pytania w toku prac legislacyjnych o uzasadnienie takiego zróżnicowania i o to czy jest ono zamierzone? Dodatkowo należy zwrócić uwagę, że nie zostały konsekwentnie wprowadzone do innych przepisów ustawy OZE, które wspominają o instalacji hybrydowej oze, zmiany będące konsekwencją ww. zmian definicji hybrydowej instalacji oze. Przykładowo można wskazać, że w art. 45 ust. 8 ustawy oze, w którym jest mowa o niezależnych układach pomiarowo-rozliczeniowych dla magazynu energii elektrycznej **i hybrydowej instalacji oze** lub też w art. 92 ust. 14, który aktualnie wskazuje sposób obliczenia energii elektrycznej objętej wsparciem jako różnicę pomiędzy ilością energii elektrycznej wprowadzonej do sieci z instalacji a ilością **energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej nie tylko przez instalację oze, ale także hybrydową instalację oze, co po pierwsze**	**Uwaga przyjęta** W projekcie UC99 nadano nowe brzmienie art. 45 ust. 8 uOZE w celu dopuszczenia poboru energii elektrycznej z sieci do magazynu energii w hybrydowej instalacji OZE.

			sugeruje możliwość połączenia magazynu energii będącego częścią instalacji hybrydowej oze w kolejnym punkcie przyłączenia do sieci, a ponadto kłóci się ze wspomnianym na wstępie zakazem pobierania ee. przez magazyn instalacji hybrydowej oze.	
27.	Uwaga ogólna	Urząd Marszałkowski Województwa Mazowieckiego w Warszawie za pośrednictwem Biura Związku Województw RP	Proponuje się usunięcie z katalogu odnawialnych źródeł energii, o których mowa w ustawie, biomasy stałej, za wyjątkiem biomasy pochodzenia rolniczego. **Uzasadnienie:** Ustawa o odnawialnych źródłach energii w proponowanym kształcie wskazuje biomasę stałą jako jedno z odnawialnych źródeł energii, jednakże pomimo tego, pozostaje ona nadal paliwem stałym. Traktowanie biomasy stałej, jako odnawialnego źródła energii oraz umożliwienie stosowania jej w celach energetycznych wiąże się z wieloma konsekwencjami dla środowiska naturalnego, począwszy od wylesiania i utraty różnorodności biologicznej do nasilenia zmian klimatu. Transformacja energetyczna kraju powinna opierać się na wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii, których długotrwałe wykorzystywanie nie spowoduje znacznego ich deficytu lub których odnawianie występuje w krótkim czasie, nie powodując jednocześnie wielu szkód dla środowiska naturalnego, a więc np. na energii słonecznej, wiatrowej, geotermalnej, a także inwestycjach w zwiększanie efektywności energetycznej. Biomasę stałą, jak np. lasy można odtworzyć, jednakże zanim las zostanie odtworzony do stanu przed wycinką, a rezerwuar węgla zapełni się w takim samym czy	**Uwaga nieprzyjęta** Definicje zawarte w ustawie o odnawialnych źródłach energii, w tym definicja biomasy, są zgodne z zawartymi w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

			zbliżonym stopniu, upłynie wiele lat, co niewątpliwie wpłynie na degradację środowiska. Dodatkowym argumentem przeciwko traktowaniu biomasy stałej jako odnawialnego źródło energii jest to, że w ramach Europejskiego Zielonego Ładu i uściślającego jego założenia Pakietu Fit For 55 wskazywana jest konieczność priorytetyzacji sposobów wykorzystania drewna, tj. dopiero w ostateczności powinno być ono wykorzystywane na cele energetyczne. Ponadto, analizy naukowe dowodzą, że spalanie biomasy stałej, przez dużą zawartość w niej wilgoci, jest mniej efektywne, a emisje poszczególnych substancji do powietrza podczas spalania biomasy stałej mogą być wyższe, niż w przypadku paliw kopalnych, co istotnie wpływa na zanieczyszczenie powietrza. Z publikacji opracowanej w 2020 r. przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami pt. „Wskaźniki emisji zanieczyszczeń ze spalania paliw dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW, zastosowane do automatycznego wyliczenia emisji w raporcie do Krajowej bazy za 2020 r.” wynika, że wskaźniki emisji zanieczyszczeń ze spalania biomasy stałej (leśnej, torfu, węgla drzewnego) w ogrzewaczach pomieszczeń (piecach, piecokuchniach, kominkach, piecach kaflowych, itp.) o nominalnej mocy cieplnej ≤ 0,05 MW są porównywalne do wskaźników emisji ze spalania w takich urządzeniach węgla (węgiel, antracyt, koks i półkoks z węgla kamiennego i brunatnego (lignit)). Z kolei wskaźniki emisji zanieczyszczeń ze spalania biomasy stałej w ogrzewaczach pomieszczeń spełniających wymogi Ekoprojektu, o nominalnej mocy cieplnej ≤ 0,05 MW, są wyższe niż wskaźniki emisji przy spalaniu w tych samych urządzeniach	

			węgla. Natomiast z raportu Europejskiej Agencji Środowiska z 2019 r., pt. „EMEP/EEA emission inventory guidebook 2019” wynika, że spalanie paliw gazowych i ciekłych w kotłach powoduje kilkaset razy mniejszą emisję tych zanieczyszczeń niż spalanie paliw stałych, w tym m.in. biomasy stałej w kotłach.	
28.	Uwaga ogólna	Śląski Związek Gmin i Powiatów	**Propozycja**: W ramach zaproponowanej zmiany z pkt. 1 niniejszego formularza należałoby dodać kolejny punkt do art. 1 projektu zmieniający definicje małej instalacji i mikroinstalacji określone w art. 2 pkt. 18-19 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii rozszerzając je z obecnie przystosowanych dla energii elektrycznej do innych nośników energii, w tym ciepła. **Uzasadnienie**: Wprowadzenie zmiany pozwoli ujednolicić i zrównoważyć zasady i przepisy w ramach różnych nośników energii pochodzącej z odnawialnych źródeł.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga poza zakresem projektu. Zarówno mała instalacja ma określoną osiągalną moc cieplną w skojarzeniu od 150kW do 3MW, jak i mikroinstalacja w zakresie do 150kW mocy cieplnej w skojarzeniu. Dyrektywa REDII nie przewiduje dla mikroinstalacji lub małej instalacji wytwarzania ciepła bez skojarzenia. Dodatkowo niejasne jest wyjaśnienie zakładające, że powyższe zmiany pozwolą ujednolicić i zrównoważyć zasady w ramach różnych nośników, ze względu na fakt, że nie podano o jakie nośniki chodzi.
29.	Uwaga ogólna	Związek Gmin Warmińsko-Mazurskich	Wnosimy, aby ująć w ustawie zapisy pozwalające na możliwość podłączenia instalacji członków klastra energii do sieci 110 kV lub wyższej – o ile będzie uzasadnione i możliwe technicznie. Przyjęte w ustawie zapisy, dotyczące obniżenia opłat z tytułu dystrybucji energii elektrycznej dla członków klastra energii, są w ocenie gmin dalece niewystarczające. Proponujemy objęcie upustem wszystkich elementów opłaty po stronie OSD (zarówno stałych jak i zmiennych) a także rewizję wymagań w zakresie ilości energii elektrycznej, wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci	**Uwaga nieprzyjęta** w zakresie możliwości podłączenia instalacji członków klastra energii do sieci 110 kV lub wyższej Celem klastra energii nie jest działalność, która doprowadza do przesyłu energii, tylko jej autokonsumpcja na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii. **Uwaga nie pzryjęta** w zakresie zniesienia wysokości mocy instalacji wytwórczych zainstalowanych w ramach klastra Regulacja warunkuje uzyskanie wsparcia przez klaster energii i jest koniecznym środkiem do zwiększania autokonsumpcji. **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie zniesienia wymagań dotyczących zdolności magazynowania energii przez członków klastra energii

			elektroenergetycznej, w stosunku do wartości zużycia energii. **Zniesienie wysokości mocy instalacji wytwórczych zainstalowanych w ramach klastra.** Wprowadzanie limitu w wysokości 100 MW jest naszym zdaniem niczym nieuzasadnione – jeżeli klaster ma obejmować kilka gmin i zaspakajać ich potrzeby energetyczne, to wprowadzanie limitu jest sprzeczne z tym celem, ponieważ członkowie klastra będą sztucznie ograniczeni łączną mocą w klastrze. **Zniesienie wymagań dotyczących zdolności magazynowania energii przez członków klastra energii.** Jeżeli, zgodnie z uzasadnieniem, zaproponowane regulacje, dotyczące rozwoju energetyki rozproszonej na potrzeby tworzenia klastrów energii, mają wychodzić „naprzeciw oczekiwaniom lokalnych społeczności, w tym indywidualnych oraz instytucjonalnych odbiorców, jak też wytwórców paliw i energii, przedsiębiorców, w szczególności Małych i Średnich (MŚP), jednostek samorządu terytorialnego, a także wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych”, to nie powinno się zapisami ustawy sztucznie ograniczać tego rozwoju. **Weryfikacja zapisów w zakresie obowiązków koordynatora klastra energii.** Projekt ustawy nakłada wiele obowiązków, w tym sprawozdawczych na klaster, a brak ich realizacji może spowodować w	Regulacja warunkuje uzyskanie wsparcia przez klaster energii i jest koniecznym środkiem do zwiększania autokonsumpcji. **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie weryfikacji zapisów w zakresie obowiązków koordynatora klastra energii w tym sprawozdawczych Warunkuje ona uzyskanie wsparcia przez klaster energii. Pozwala na uzyskanie ważnych danych o działalności klastra energii przez Prezesa URE. **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie wielu obowiązków, w tym sprawozdawczych na klaster Obowiązkiem koordynatora jest złożenie tylko jednego sprawozdania do Prezesa URE w roku. W ocenie Projektodawcy jest to minimalne obciążenie, konieczne i proporcjonalne ze względu na proponowany system wsparcia. **Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie wymogu obecności JST w klastrze w klastrze Dodanie przepisu o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu samorządowej spółki kapitałowej lub spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji.

			konsekwencji np. wykreślenie klastra energii z rejestru klastrów energii. W opinii gmin projekt w tym zakresie jest zbyt restrykcyjny – biurokratyzuje nieformalne struktury (klaster nie ma osobowości prawnej) i nakłada niewspółmierne sankcje, które obciążają nie tylko klaster, ale także administrację (m.in. URE) i podatników. Ograniczenie wielkości klastra do obszaru powiatu bądź pięciu sąsiadujących gmin oraz wymóg obecności w klastrze JST sprawiają, że wybór sprzedawcy energii elektrycznej (w tym „sprzedawcy wskazanego") dla klastra energii musi się odbyć na drodze postępowania przetargowego. Ograniczenie liczby podmiotów (poprzez ograniczenia terytorialne oraz narzucone maksymalne moce wytwórcze i powiązane z nimi wielkości produkcji energii ze źródeł odnawialnych) niosą ryzyko, że klaster energii nie otrzyma konkurencyjnych ofert w postępowaniu na wybór sprzedawcy, co będzie miało bezpośredni wpływ na opłacalność tworzenia klastrów energii.	
30.	Uwaga ogólna	PIGEOR	Dla realizacji tak zarysowanych celów konieczny jest, i to bardzo pilnie, znacznie głębszy i efektywniejszy wysiłek legislacyjny poprzedzony niezwłocznym podjęciem prac nad weryfikacją i aktualizacją Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. Nie ulega bowiem wątpliwości, że dokument ten, podobnie jak analizowany projekt nowelizacji ustawy o oze, nie zawiera propozycji, które stanowiłyby skuteczną odpowiedź na tak dramatyczną zmianę sytuacji.	**Uwaga nieprzyjęta** Aktualizacja polityki energetycznej państwa przewidziana jest w terminie do 30.06.2023 r. zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetycznej oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2021 r. poz. 1093). Termin jest spójny z procesem aktualizacji krajowego planu na rzecz energii i klimatu, przewidzianym w rozporządzeniu UE 2018/1999, podobnie jak szczegółowy zakres krajowych planów.
31.	Uwaga ogólna	PIGEOR	**Generalna uwaga negatywna dotycząca rozwiązań systemowych obejmuje rysującą się w treści całej nowelizacji tendencję do nadmiernego biurokratyzowania szeroko pojętego obszaru**	**Uwaga wyjaśniona** W odniesieniu do uwagi dotyczącej tendencji do nadmiernego biurokratyzowania szeroko pojętego obszaru energetyki odnawialnej w

			energetyki odnawialnej. Przejawia się to w szczególności w tworzeniu kolejnych rejestrów (rejestry małych wytwórców biogazu, wytwórców biometanu, klastrów) i nakładaniu nic nie wnoszących wymogów sprawozdawczych (np. obligatoryjne sprawozdania koordynatora klastra), a także rozpraszania odpowiedzialności za zarządzanie tym obszarem pomiędzy różne instytucje, co musi prowadzić do osłabiania koordynacji i rozmywania odpowiedzialności za osiąganie celów. Postuluje się radykalne zmniejszenie obciążeń administracyjnych nakładanych na podmioty oze, które nie wnoszą żadnej wartości dodanej, a w niektórych przypadkach wręcz duplikują wymogi identyczne dla różnych procedur.	świetle regulacji dla klastrów energii projekodawca uważa uwagę za niezasadną, gdyż wpis do rejestru klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (PURE) warunkuje uzyskanie wsparcia, a sprawozdanie jest roczne, co jest proporcjonalną regulacją w zakresie obciążeń sprawozdawczych. W odniesieniu do postulatu radykalnego zmniejszenia obciążeń administracyjnych nakładanych na podmioty oze, które nie wnoszą żadnej wartości dodanej projekodawca w odniesieniu do klastrów energii uważa uwagę za niezasadną, gdyż proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych: a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży, b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez: • zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania, • obniżenie strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami, c) zwiększenia samowystarczalności energetycznej obszarów, d) poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego.
32.	Uwaga ogólna	PIGEOR	**Z kategorycznym sprzeciwem musi się też spotkać kolejna próba manipulacji w systemie zielonych certyfikatów.** Wszystkie poprzednie kończyły się rozregulowywaniem systemu i stratami po stronie docelowych beneficjentów tego systemu z iluzorycznymi korzyściami po stronie podmiotów zobowiązanych. Również obecnie proponowana zmiana prowadząca do zniesienia barier w uiszczaniu tzw. opłaty zastępczej wywołałaby podobnie katastrofalne skutki. Stanowi ona przy tym całkowite zaprzeczenie idei tego systemu wsparcia.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany wskazanych przepisów.

			Należy przypomnieć, że system zbywalnych praw majątkowych przypisanych do tzw. świadectw pochodzenia, który zaczął funkcjonować w październiku 2005 r. miał od samego początku jeden, nigdy nie zmieniony cel – wsparcie dla inwestorów rozwijających instalacje oze! Natomiast instrument opłaty zastępczej wprowadzony w ramach tego systemu miał na celu jedynie umożliwienie podmiotom zobowiązanym do nabywania i umarzania świadectw realizację obowiązku ustawowego w sytuacji, gdyby podaż świadectw była mniejsza niż popyt generowany na nie przez kształtowanie poziomu obowiązku umorzenia. Sytuacja taka rzeczywiście wystąpiła w pierwszych 2 latach funkcjonowania systemu, ale nadużywanie tego instrumentu przez podmioty zobowiązane także w późniejszym okresie (do 2012 r.) doprowadziło do dramatycznego w skutkach zaburzenia równowagi podażowo-popytowej, która wraz z innymi niekorzystnymi dla inwestorów działaniami władz i dużych podmiotów energetycznych doprowadziła po 2015 r. do spadku cen certyfikatów do poziomu 20-30 PLN/MWh, co nie pokrywało nawet podatków od nieruchomości nałożonych przez Państwo na operatorów farm wiatrowych. Należy też przypomnieć i podkreślić, że cena świadectw pochodzenia rzędu 240 - 300 PLN/MWh, która utrzymywała się na takim stabilnym poziomie w latach 2005-2012, stanowiła podstawę dla modeli finansowych przyjmowanych w tym okresie przez inwestorów OZE. Gdyby nie wiara, że stabilność taka zostanie utrzymana, a Rząd spełni swoje zadania regulacyjne, odpowiednio bilansując system inwestycje te nie powstałyby. Nie miało to jednak	

			później dla władz odpowiedzialnych za energetykę żadnego znaczenia, tak jak i fakt, że większość inwestorów OZE, w tym zwłaszcza małe przedsiębiorstwa z kapitałem polskim, znalazły się na skraju bankructwa na skutek załamania się cen certyfikatów po 2013 r. Obecnie, gdy po 5-6 latach funkcjonowania poniżej krawędzi rentowności, elektrownie OZE uzyskują przychody pozwalające im w pewnym stopniu zniwelować straty z lat ubiegłych, podejmuje się kolejną, niczym nie uzasadnioną próbę pozbawienia ich praw nabytych. Jeżeli zmiana taka zostałaby przyjęta na pewno ponownie podważyłoby to zaufanie do instytucji publicznych. Nie ma przy tym żądnych materialnych dowodów na poparcie stwierdzeń zawartych w uzasadnieniu projektu nowelizacji, o rzekomym niedoborze świadectw pochodzenia. Wręcz przeciwnie, z publicznie dostępnych danych Towarowej Giełdy Energii, która prowadzi rejestr świadectw pochodzenia wynika, że niezbilansowanie (nadwyżka wolumenu certyfikatów wydanych nad certyfikatami umorzonymi) systemu na dzień 31 grudnia 2021 r. wynosiło ca. 24,5 TWh, podczas gdy w całym roku 2021 umorzono certyfikaty o wolumenie 24,8 TWh, co z pewnym przybliżeniem może określać popyt generowany w systemie w tamtym czasie na te prawa majątkowe. Ograniczenie poziomu obowiązku umorzenia za rok 2021 o 1 pkt. proc spowoduje najprawdopodobniej spadek tego popytu. Oznacza to, że na rynku cały czas istnieje nadwyżka certyfikatów wydanych w przeszłości porównywalna z rocznym obowiązkiem umorzenia, powiększana sukcesywnie certyfikatami za	

			produkcję z roku 2021 i produkcję bieżącą (po znaczących umorzeniach w grudnia 2021 r i styczniu 2022 r poziom niezbilansowania znów wzrasta). **Nie ma zatem żadnej podstawy systemowej do próby zwalniania podmiotów zobowiązanych z wymogu nabywania i umarzania praw majątkowych, poprzez ułatwienie im wnoszenia opłaty zastępczej, pod pretekstem niedoboru certyfikatów!** System wsparcia OZE w postaci zielonych certyfikatów od lat boryka się z problemami i słusznie został zastąpiony systemem aukcyjnym. Jednak jego złe zbilansowanie, zbyt niskie poziomy obligatoryjnego udziału OZE w energii sprzedawanej przez spółki obrotu, odbiegające od rzeczywistego i znanego Rządowi poziomu produkcji, tolerowanie przez lata wnoszenia opłaty zastępczej mimo wystarczającej podaży certyfikatów, słaba odporność na manipulacje ze strony dużych graczy nie były i nadal nie są winą inwestorów, którzy po 2005 r zaufali deklaracjom Państwa. Chybiony jest też często podnoszony argument o silnej cenotwórczej roli systemu zielonych certyfikatów. Jak łatwo policzyć, przeciętne gospodarstwo domowe zużywające ca. 2 MWh rocznie, przy obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia rzędu 19% i średniej cenie certyfikatów rzędu 250 PLN poniesie maksymalny roczny koszt rzędu 95 PLN, co stanowi około 7% rachunku za energię, a miesięcznie nie przekroczy 8 złotych (nawiasem mówiąc, jest to kwota porównywalna z ustalonym dla tej grupy odbiorców poziomem opłaty mocowej - 7,47 PLN miesięcznie w 2021 r i 9,46 PLN miesięcznie w 2022 r). Nie jest to nadmiernie	

			wygórowana cena za rozwój sektora OZE, którego moce wzrosły w okresie do 2016 r prawie 8-krotnie, a produkcja blisko 7-krotnie, przekraczając 21 TWh rocznie! **Inwestorzy i operatorzy oze oczekują, że Państwo nie będzie ich dyskryminować w relacjach z podmiotami zobowiązanymi, ale że zapewnieni, aby system funkcjonował stabilnie w następnych latach, będąc w racjonalnym stopniu wygaszanym w miarę spadku poziomu podaży i nadpodaży, co nastąpić powinno zacząć się dziać już w tym roku.**	
33.	Uwaga ogólna	PIGEOR	W tym kontekście należy też wskazać na brak w nowelizacji jakichkolwiek zapisów, które mogłyby usnąć bariery wprowadzone ze wszech miar szkodliwą tzw. ustawą 10 H. Po upływie prawie 6 lat od jej wprowadzenia jest już całkowicie widoczne, że wszystkie zastrzeżenia zgłaszane w odniesieniu do tych przepisów się potwierdziły, a w szczególności ten, że ustawa ta praktycznie zahamuje rozwój i modernizację lądowej energetyki wiatrowej, najtańszego dziś i coraz bardziej efektywnego źródła energii odnawialnej. Postulujemy jak najszybsze podjęcie działań dla całkowitego wyeliminowania tych przepisów z obrotu prawnego w Polsce, a w pierwszej kolejności usunięcia barier dla modernizacji (repoweringu) już pracujących turbin wiatrowych, które zbliżają się do terminu zakończenia ich eksploatacji.	**Uwaga nieprzyjęta** Podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.
34.	Uwaga ogólna	PIGEOR	**Biometan** Projekt nowelizacji odnosi się w pewnym zakresie do stworzenia ram prawnych dla rozwoju produkcji i wprowadzania do sieci krajowej biometanu, zgodnie z jednym z priorytetów wskazanych w unijnej koncepcji REPowerEU.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Propozycje w zakresie wprowadzenia dedykowanego programu pomocowego dla biometanu: mając na uwadze uwagi przedłożone w ramach konsultacji oraz opiniowania projektu UC99 podjęta została decyzja o opracowaniu przepisów określających zasady udzielania

			Stanowisko PIGEOR: Działanie to można uznać, że krok w dobrym kierunku ale dalece niewystarczający. W szczególności należy podkreślić, że wytwórcy biometanu napotkają na identyczne i do tej pory nierozwiązane problemy, w tym bariery prawno-administracyjne, z jakimi borykają się od lat wytwórcy biogazu, z tą różnicą, że ekonomiczne ryzyko prowadzenia takiej działalności może okazać się znacznie wyższe. Wśród najpoważniejszych zastrzeżeń należy wskazać brak określenia efektywnego systemu wsparcia dla produkcji i wprowadzania do sieci biometanu. Wprawdzie w niedawno opublikowanym projekcie nowelizacji ustawy o biokomponentach i biopaliwach wskazano, że wytwarzanie biometanu ma być wspierane w podobny sposób, jak to ma obecnie miejsce w odniesieniu do biokomponentów i biopaliw, jednak rozwiązanie takie nie wydaje się być skuteczne i racjonalne. Należy zwrócić uwagę, że zasady tego wsparcia sprowadzają się zasadniczo do finansowania krótkoterminowego, przeważnie w okresach rocznych, rzadziej 2-letnich, produkcji biopaliw z surowców rolniczych. Tymczasem pozyskanie finansowania na instalację biometanową, o znacznie większym stopniu skomplikowania niż np. gorzelnia, wymaga przygotowania „bankowalnego" projektu, czego warunkiem zasadniczym jest gwarancja uzyskiwania przez okres co najmniej 15 lat stabilnych przychodów, pokrywających poniesione nakłady, koszty kapitałowe i eksploatacyjne. **Niestety, dotychczasowe zasady finansowania realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) w sektorze biopaliw takiej gwarancji nie**	finansowej pomocy operacyjnej dla biometanu. Wdrożenie tych przepisów wymagać będzie kolejnej nowelizacji uOZE. Propozycje w zakresie rozwiązań dotyczących usprawnień administracyjnych w zakresie stosowania procedury R10 – przedłożone w uwadze propozycje wymagają doprecyzowania treści przepisów we współpracy z DGO MKiS oraz GIOS; ewentualne regulacje w ww. obszarze będą uwzględnione w kolejnej nowelizacji uOZE.

			dają, ponieważ nie zapewniają stabilnego dochodu w okresie wieloletnim, a tym samym nie mogą stanowić zabezpieczenia regularnych spłat kredytów zaciągniętych na realizację inwestycji. Należy ponadto zauważyć, że nawet teoretycznie dużo bardziej stabilny i obejmujący wieloletnie okresy wsparcia system aukcyjny funkcjonujący w Polsce od 2016 r ani system taryf gwarantowanych FiT/FiP funkcjonujący do 2018 r nie spowodowały znacznego zwiększenia liczby nowych projektów w tym sektorze. Wg danych URE, moc zainstalowana wszystkich rodzajów biogazowni w latach 2016-2020 wzrosła o niespełna 22 MW (9%), a w 2021 r być może nawet zmalała (niestety URE od ponad roku nie publikuje nowych informacji w tym zakresie). Natomiast z danych KOWR, który prowadzi osobny rejestr biogazowni rolniczych można wywnioskować, że od początku roku 2020 do rejestru wpisano 25 tego typu instalacji o łącznej mocy elektrycznej rzędu 21 MW (w samym roku 2021 zaledwie 11 projektów o łącznej mocy 8,1 MW). W tym samym czasie z rejestru wykreślono 7 obiektów o łącznej mocy ponad 7 MW. Aktualnie rejestr, prowadzony od 2015 roku zawiera 111 wpisów instalacji o łącznej mocy 128,9 MW i zdolności produkcyjnej prawie 0,5 mld m3 biogazu rocznie. O niewielkim zainteresowaniu inwestorów świadczy też relatywnie niewielka ilość projektów, które zgłoszono w aukcjach oze w minionych latach. Przykładowo w 2020 r. na aukcjach przyznano wsparcie dla zaledwie 6 projektów i wykorzystano mniej niż 20% wsparcia przewidzianego dla tego sektora.	

			Według informacji zgromadzonych przez Izbę od potencjalnych inwestorów aktualnie w Polsce buduje się kilkanaście, a przygotowuje się do budowy zaledwie kilkadziesiąt biogazowni rolniczych. Część z tych projektów napotyka rosnące problemy z uzyskaniem finansowania i wymaga weryfikacji przyjętych modeli ekonomicznych w związku z coraz szybszym wzrostem kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych funkcjonowania biogazowni, co ma swoje zasadnicze źródło w rosnącej inflacji i ogólnej niepewności na rynku materiałów budowlanych, paliw i kosztów pracy, spowodowanych m.in. działaniami wojennymi za naszą wschodnią granicą. Nie bez wpływu na sytuację jest również złożoność przepisów prawa dotyczących budowy i eksploatacji biogazowni oraz różnorodność ich interpretacji przez właściwe organy administracji. Tymczasem Polska jest krajem o znaczącym potencjale wytwarzania biogazu i biometanu, co najmniej 10-krotnie większym niż jego aktualny poziom wykorzystania. Niestety, z powodów, które już kilkakrotnie Państwu przedstawialiśmy, potencjalni inwestorzy bardzo ostrożnie podejmują decyzję o przystąpieniu do realizacji instalacji biogazowych, nawet tych, które przychody mogą być stabilizowane przez taryfy gwarantowane FiT i FiP czy aukcje. Natomiast wprowadzenie taryf gwarantowanych i aukcji jest warunkiem koniecznym do rozwoju branży biometanowej w Polsce. PIGEOR proponuje (patrz tabela z uwagami szczegółowymi) dodanie instalacji biometanowych do obydwu tych systemów wsparcia. Rozumiejąc ograniczenia budżetowe, jesteśmy jednak przekonani iż dla sektora wytwarzania	

			biometanu można byłoby zaproponować dualny system wsparcia, stosowany zamiennie. Z jednej strony byłyby to taryfy gwarantowane w systemie FiT/FiP, stanowiące podstawę do starania się o finansowanie długoterminowe, z drugiej strony system wsparcia NCW, który mógłby, przynajmniej okresowo, poprawiać rentowność projektu. Takie zasady zastosowano np. w Wielkiej Brytanii, co zainicjowało dynamiczny rozwój branży biometanowej. System wsparcia wzrostu udziału OZE w transporcie (Renewable Fuel Transport Obligation) finansowany przez firmy transportowe zobligowane do wykazania udziału OZE, działa tam wymiennie z systemem taryf gwarantowanych (Green Gas Support System) finansowanym z budżetu. Operatorzy biometanowni mogą decydować w okresach kwartalnych, z którego systemu korzystają. Dodatkową barierą rozwoju przemysłu biogazowego są procedury administracyjne niepotrzebnie utrudniające funkcjonowanie instalacji. W ciągu ostatniego roku w ramach Porozumienia o współpracy na rzecz rozwoju przemysłu biogazowego i biometanowego, PIGEOR była zaangażowana w prace nad możliwościami usprawnienia procedur, w szczególności związanych z gospodarką odpadami. W wyniku tych prac powstały propozycje rozwiązań, z których jedną pozwalamy sobie włączyć do uwag szczegółowych, chociaż nie dotyczy bezpośrednio projektu nowelizacji ustawy o oze, ale zmian w ustawie o odpadach. Zmiana dotyczy zmniejszenia zobowiązań proceduralnych w uzyskiwaniu zezwolenia na odzysk pofermentu w procesie R10.	

			W projekcie nowelizacji zawarta jest możliwość produkcji biometanu przez elektrociepłownie biogazowe. Jest to opcja, która może być interesująca dla części instalacji, tym niemniej należy wziąć pod uwagę, że taka instalacja będzie miała wyższe koszty inwestycyjne i eksploatacyjne ze względu na konieczność włączenia zarówno jednostki kogeneracyjnej, jak i instalacji oczyszczania biogazu do biometanu. Tym niemniej, proponujemy rozważenie wprowadzenia dodatkowej kategorii instalacji biogazowych, które mogłyby produkować zarówno energię elektryczną i ciepło, jak i biometan. Jest to szczególnie ważne w sytuacji niskiej chłonności sieci gazowej, której operatorzy wskazują, że w części lokalizacji nie będą mogli przyjmować gazu w miesiącach letnich, co może blokować wytwarzanie biometanu na szerszą skalę. Należy się jednak liczyć z wyższymi kosztami takich instalacji.	
35.	Uwaga ogólna	PIGEOR	**Klastry energii** W nowelizacji zaproponowano bardzo szeroki zakres choć jak się wydaje, z jednym wyjątkiem, kosmetycznych zmian dotyczących koncepcji klastrów. Zakres porozumienia zasadniczo nie ulega zmianie. Najistotniejszą zmianą jest wprowadzenie możliwości zwolnienia członków klastra z opłaty OZE i kogeneracyjnej, a jeżeli energia wytworzona wyniesie powyżej 60%-100% zużycia, to opłata dystrybucyjna wyniesie 95%-75% - patrząc na wartości tych opłat to raczej mała rekompensata + zwolnienie z podatku akcyzowego. **Komentarz PIGEOR:** Od momentu uchwalenia przepisów o *klastrach energii* ponad 6 lat temu PIGEOR konsekwentnie wskazywała na braki tej koncepcji, a w szczególności tylko ogólnikowe	**Uwaga nieprzyjęta** System wsparcia dla klastrów energii jest proporcjonalny. Uwaga dotycząca braku jasności w kwestii korzyści jakie mieliby uzyskiwać operatorzy instalacji wytwórczych wchodzących w skład klastra, a także przekazania pełnego władztwa nad klastrami w ręce Operatorów Systemów Dystrybucyjnych jest niezasadna. Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra.

			określnie roli i zadań klastrów w krajowej energetyce, a także brak jasnego określenia, jakie korzyści uczestnicy klastra uzyskają i jakie obowiązki (i koszty) dodatkowe będą musieli realizować. Kolejne nowelizacje w tym zakresie nie przynosiły poprawy sytuacji i potwierdzały formułowane w 2016 r obawy – w konsekwencji w Polsce zarejestrowano dotychczas 60 klastrów, z których zasadnicza większość nie prowadzi żadnej działalności operacyjnej. W analizowanym projekcie nowelizacji po raz pierwszy wprowadzono przepisy, które wskazują na możliwość uzyskania przez członków klastra opustów cenowych za zużytą energię kosztem systemów wsparcia i przychodów dystrybutorów. Nadal jednak nie jest jasne, jakie korzyści mieliby uzyskiwać operatorzy instalacji wytwórczych wchodzących w skład klastra. Rysuje się natomiast koncepcja przekazania pełnego władztwa nad klastrami w ręce Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, którzy tak jak przed utworzeniem klastra podpisywaliby z jego członkami umowy kompleksowe. Oznacza to w praktyce, że rola koordynatora klastra innego niż lokalny OSD stałaby się więcej niż iluzoryczna. Bardzo ciekawa mogłaby być koncepcja „obszarów ograniczania obciążenia szczytowego” ale jest ona tak ogólnikowo opisana, iż trudno ocenić jakie będzie miała w praktyce znaczenie. Można się w tej sytuacji obawiać, że nowelizacja ta nie przyczyni się ostatecznie do osiągnięcia celu ilościowego, jakim jest utworzenie 300 działających operacyjnie klastrów, ani celu strategicznego, jakim jest wzrost lokalnego bezpieczeństwa energetycznego. Dodanie dodatkowej i generującej	Projekt regulacji zakłada współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD) jednak nie przewiduje form władzy OSD wobec członków klastra, co wskazano w uwadze. Korzyść z działań klastra w obszarze sieciowym to zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii. W projektowanej regulacji projektodawca proponuje system wsparcia klastrów energii, który odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy. Zasady współpracy z OSD zostały określone w projektowanej regulacji.

			koszty struktury quasi-administracyjnej, funkcjonującej jako dodatek do systemu działającego na dotychczasowych zasadach, z niedookreśloną rolą i kompetencjami koordynatora nic pozytywnego do kwestii bezpieczeństwa nie wnosi.	
36.	Uwaga ogólna	PIGEOR	**Partnerski handel energią P2P – peer-to-peer** Projekt nowelizacji tworzy ramy dla tzw. partnerskiego handlu energią odnawialną bezpośrednio pomiędzy uczestnikami, z wykorzystaniem różnych technologii i platform, w tym z zastosowaniem nowoczesnej techniki blockchain. **Stanowisko** PIGEOR: Próbę podjęcia tematu umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (PPA) oraz partnerskiego handlu energią (peer-to-peer), generalnie należy uznać za pozytywne i bardzo potrzebne. W szczególności dotyczy to prawnego usankcjonowania możliwości bezpośredniego zawierania umów sprzedaży energii elektrycznej między wytwórcą energii w odnawialnym źródle energii oraz odbiorcą, jak również zarysowania ram prawnych dla prowadzenia partnerskiego handlu energią między podmiotami działającymi na rynku detalicznym. Byłyby to więc krok w dobrym kierunku, choć nie pozbawiony ryzyk, gdyż można się obawiać, że zaproponowano koncept zbyt ogólnikowy i nieprecyzyjnie opisany, aby wszystkie zainteresowane nim podmioty i osoby fizyczne były w stanie prawidłowo zdefiniować wymogi i ryzyka. Konieczna jest w tym zakresie intensywna akcja szkoleniowa i wymiana informacji, gdyż może się okazać, że potencjalnie najszersza najbardziej zainteresowana tym rozwiązaniem grupa	**Uwagi częściowo przyjęte** w zakresie P2P Celem ustawodawcy było nakreślenie jedynie podstawowych ram prawnych i umożliwienie rozwoju rynku P2P w sposób swobodny. Zaproponowane w przedmiotowym projekcie rozwiązanie w zakresie partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii umożliwia tego typu sprzedaż energii z OZE w przypadku, gdy wytwarzającym tę energię jest prosument energii odnawialnej lub prosument zbiorowy energii odnawialnej. W pierwszym etapie wdrażania przedmiotowych rozwiązań, wprowadzenie możliwości prowadzenia partnerskiego handlu energią elektryczną w Polsce proponowane jest zatem w odniesieniu do transakcji prowadzonych na linii prosument-prosument, prosument-konsument lub inny podmiot uregulowany przepisami ustawy OZE oraz ustawy - Prawo energetyczne. Rozszerzenie peer-to-peer na wszystkich użytkowników systemu stanowiłoby alternatywną platformę sprzedaży energii podlegającą takim samym obowiązkom i ograniczeniom, co „klasyczny” obrót i sprzedaż energii. Jedynymi różnicami tych systemów sprzedaży (peer-to-peer i obecnie uregulowanego w przepisach prawa krajowego) byłby rodzaj energii (energia odnawialna) i sposób zamawiania i płatności (zautomatyzowane za pośrednictwem internetowej platformy). Taki cel zdaje się nie wynikać z dyrektywy 2018/2001. Przyjęcie takiej regulacji będzie się również wiązało z koniecznością dostosowania do tej formy sprzedaży obowiązujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne.

			prosumentów, nie ma wystarczającej wiedzy o funkcjonowaniu de facto mechanizmów i obowiązków rynkowych wiążących się z taką wymianą. Należy przy tym zwrócić uwagę, że niepotrzebnie wprowadzane są ograniczenia dla realizacji swobodnego partnerskiego handlu energią, poprzez limitowanie jego uczestników wyłącznie do prosumentów. Takie podejście nie znajduje uzasadnienia w Dyrektywie RED II, jak również powoduje pewne sprzeczności między zapisami dotyczącymi umów PPA oraz partnerskiego handlu energią, gdzie raz jako strona takiej umowy występują wytwórcy OZE, a innym razem prosumenci. Dodatkowo, na stronę wytwarzającą energię nakładane są określone obowiązki raportowe, które w tym układzie zapisów mogą być interpretowane jako dotyczące zarówno wytwórców jak i prosumentów, co skutecznie ograniczałoby rozwój partnerskiego handlu energią. Na koniec należy również wskazać jako niewłaściwe, szczegółowe regulowanie minimalnej zawartości umów sprzedaży energii elektrycznej (PPA), albowiem Dyrektywa RED II nie wymaga takich zapisów, zatem należy pozostawić stronom swobodę kształtowania relacji umownych.	Przepisy zostały natomiast doprecyzowane w kontekście sprzedaży energii w ramach handlu P2P, przy jednoczesnym posiadaniu umów ze sprzedawcą i dokonywaniu rozliczeń energii, zgodnie z art. 4 ustawy OZE. Ponadto dookreślone zostały przepisy w zakresie zasad współpracy uczestników handlu P2P z właściwymi Podmiotami Odpowiedzialnymi za Bilansowanie. **Uwaga wyjaśniona** w zakresie PPA Konieczność wprowadzenia przepisów dot. umów PPA wynika z obowiązku transpozycji Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Projektowany przepis zawiera jedynie minimalną treść umowy sprzedaży (PPA), co wynika z konieczności zachowania pewności obrotu oraz obowiązków sprawozdawczych wobec URE o charakterze publicznoprawnym.
37.	Uwaga ogólna	PIGEOR	**Wsparcie operacyjne** Wsparcie operacyjne po okresie 15-letnim ma dotyczyć tylko: 1) biogazu rolniczego (art. 83g ust. 4 pkt 12-13), 2) biogazu składowiskowego, biogazu z oczyszczalni ścieków oraz biogazu innego (niż rolniczy, składowiskowy oraz biogaz z oczyszczalni ścieków), dedykowanych instalacji spalania biomasy, układów hybrydowych, w tym w	**Uwaga wyjaśniona** W zakresie wsparcia operacyjnego przyjęto funkcjonujący podział i enumeratywne wskazanie instalacji kwalifikujących się do wsparcia tożsame z przyjętymi już i funkcjonującymi rozwiązaniami w zakresie innych form wsparcia. Rozważenie możliwości wprowadzenia bardziej ogólnej zasady odnoszącej się do zakresu wsparcia wszystkich instalacji wykracza poza zakres projektu i wymaga szerokich prac analitycznych oraz koncepcyjnych oraz długiego procesu konsultacji i uzgodnień.

			wysokosprawnej kogeneracji, a także instalacji termicznego przekształcania odpadów oraz dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego (art. 83g ust. 4 pkt 14-23), 3) hydroenergii o mocy do 5 MW (art. 83g ust. 4 pkt 25). **Komentarz PIGEOR:** Intencja ustawodawcy wydaje się w tym obszarze klarowna i zgodna z generalnym podejściem do udzielania wsparcia podmiotom prowadzącym działalność gospodarczą. Na wsparcie operacyjne powinni/mogą liczyć operatorzy tych instalacji, które nie charakteryzuje trwała rentowność w warunkach rynkowych, a jednocześnie ich rola w realizacji celów transformacyjnych jest istotna. Wydaje się jednak, że enumeratywne wskazywanie w ustawie rodzajów instalacji które takie wsparcie mogą pozyskać jest zbyt ograniczające i za mało elastyczne w sytuacji gdy otoczenie rynkowe zmienia się tak dynamicznie, jak to ma miejsce obecnie. Należałoby zatem rozważyć możliwość wprowadzenia bardziej ogólnej zasady odnoszącej się do zakresu wsparcia wszystkich instalacji Regulacja ta w działalności podmiotów, które jeszcze przez wiele lat korzystać będą z funkcjonujących systemów wsparcia w zasadzie nic nie zmienia. Natomiast podmioty, dla których termin zakończenia uzyskiwania wsparcia systemowego zbliża się do końca będą mogły skorzystać z pewnych modeli wsparcia operacyjnego i wsparcia modernizacji. W tym kontekście należy zwrócić uwagę na brak uzasadnienia dla ograniczenia prawa do wsparcia operacyjnego po okresie wsparcia dla instalacji, które wytworzyły po raz pierwszy energię	System wsparcia operacyjnego jest planowany dla instalacji OZE o kosztach operacyjnych przewyższających przychody ze sprzedaży rynkowej energii elektrycznej, wychodzących z systemów wsparcia takich jak świadectwa pochodzenia albo obowiązek zakupu. Projektodawca po analizie sytuacji rynkowej i obserwacji wysokich cen energii na Towarowej Giełdzie Energii (ponad 1100 zł/MWh w maju 2022 r w przypadku kontraktu BASE_Y-23) zdecydował się zawiesić wejście w życie przepisów dotyczących operacyjnego systemu wsparcia do 1 lipca 2025 r. Należy nadmienić, że sytuacja rynkowa będzie stale monitorowana, a kwestia daty wejścia w życie przepisów, jak również terminów w nich zawartych będzie podlegała konsultacjom i uzgodnieniom przed zakończeniem ustanowionego vacatio legis. Odnośnie przeprowadzania aukcji co roku, należy zauważyć, że, zgodnie z akapitem 122 Komunikatu Komisji Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r (C/2022/481), w przypadku gdy pomoc jest wymagana przede wszystkim do pokrycia kosztów krótkoterminowych, które mogą być zmienne, takich jak koszty paliwa z biomasy lub koszty energii elektrycznej, i jest wypłacana przez ponad rok, państwa członkowskie powinny potwierdzić, że koszty produkcji, na których opiera się kwota pomocy, będą monitorowane, a kwota pomocy będzie aktualizowana co najmniej raz w roku. Brak corocznej weryfikacji kosztów byłby niezgodny ze wskazanym powyżej przepisem Komunikatu Komisji.

			elektryczną przed 31.12.2015 r., dla instalacji uruchomionych po tym okresie zgodnie z zaproponowanym przepisem prawo wsparcia operacyjnego nie przysługuje. Wydaje się całkowicie zasadne, aby po spełnieniu kryterium opisanego na początku uwagi objąć systemem wsparcia operacyjnego wszystkie instalacje wymienione w art. 70g ust.1 i w art. 83b ust.1 - również te, które wyprodukowały pierwszą energię elektryczną po 1.01.2016 r. i które również powinny móc skorzystać z 10-letniego systemu wsparcia w ramach okresu obowiązywania wsparcia w ramach Ustawy OZE. Przeprowadzanie co roku aukcji dla wytwórców uczestniczących w systemie wsparcia operacyjnego niepotrzebnie skomplikuje cały proces i podniesie koszty jego utrzymania. Zmiany kosztów operacyjnych z reguły podążają za tempem inflacyjnym więc przyjęcie współczynnika waloryzacji do ceny uzyskanej w pierwszej wygranej aukcji byłoby jak najbardziej odpowiednie i dawałoby inwestorom możliwość przewidywania opłacalności prowadzenia dalszej eksploatacji instalacji wytwórczej OZE objętej tym wsparciem. Argumentacja ta dotyczy również instalacji o których mowa w art. 70g ust.1 (do 1 MW) – które w roku zgłoszenia instalacji do systemu wsparcia operacyjnego uzyskały stałą cenę – która następnie powinna być waloryzowana wskaźnikiem inflacji w kolejnych latach.	
38.	Uwaga ogólna	PIGEOR	**Hybrydowe instalacje OZE** W projekcie nowelizacji skoncentrowano się na zmianie definicji „hybrydowej instalacji oze", która ma precyzować, że jest to zespół urządzeń, w tym magazynu energii elektrycznej „przyłączonych do	**Uwaga przyjęta kierunkowo** W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany:

			tej samej sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV" na „mających jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej". Usunięto powiązania z niejasną koncepcją klastrów i wprowadzono definicję mocy zainstalowanej instalacji hybrydowej, za którą ma się uznawać moc znamionową urządzeń, która jest wyprowadzana w jednym i tym samym punkcie przyłączeniowym **Stanowisko PIGEOR**: W proponowanej definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii podaje się warunki i wymagania, nie określając jednocześnie wzorów na podstawie których warunki te będą weryfikowane. Dotyczy to w szczególności stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej zespołu, który wg zaproponowanych zapisów nie powinien być mniejszy niż 3504 MWh/MW/rok. Jak wiadomo ani zdecydowana większość elektrowni wiatrowych na lądzie, ani żadna elektrownia fotowoltaiczna w Polsce, nie są w stanie spełniać tego warunku. Jeżeli intencją ustawodawcy było liczenie tego wskaźnika łącznie dla kilku źródeł, powinno to być precyzyjnie określone, bowiem moc zespołu wzięta do obliczeń tego wskaźnika, jest tu zasadnicza. Problem ten dotyczy również mocy magazynu energii, który ma wchodzić do zespołu, dla którego oblicza się warunek dotyczący stopnia wykorzystania mocy. Trudno ocenić jednoznacznie pozytywnie również proponowany drugi warunek, zakładający że żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy	1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu; 2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania. W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.

39.	Uwaga ogólna	ISEE	Niezbędne jest jednoznaczne zapisanie w UPZP (Ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym) ułatwień w lokowaniu instalacji biogazowych na terenach o specyficznym przeznaczeniu, w przypadku których lokalizacja takiej instalacji nie uchybia ładowi planistycznemu i udziałowi społeczności lokalnych w stanowieniu prawa miejscowego jakim są MPZP. Powyższa sprawa powinna dotyczyć lokalizacji małych i średnich instalacji biogazowych o mocy do 1 MW, związanych z gospodarstwami rolnymi, składowiskami odpadów lub oczyszczalniami ścieków, oczywiście jeśli MPZP wprost tego nie zabrania. Należy podkreślić, iż instalacje biogazowe do 500 kW nie mają charakteru instalacji przemysłowych tylko lokalny. Ich zabudowa oraz zakres oddziaływania na środowisko i obszar pozyskania substratów w żaden sposób nie wykracza poza istniejącą infrastrukturę gospodarstwa rolnego, co przyczynia się w ostateczności do istotnej redukcji negatywnego wpływu prowadzenia, często intensywnej produkcji zwierzęcej na otoczenie. Biogazownie o mocach do 500 kW nie wymagają również uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięć. W przypadku instalacji biogazowych o mocy do 1MW, w sytuacji gdy są one powiązane z chowem i hodowlą zwierząt w rozmiarze, który na podstawie odrębnych przepisów powoduje, że zawsze jest w takiej sytuacji przeprowadzana pełna ocena oddziaływania na środowisko, lokalizacja takiej biogazowni przy takiej fermie będzie zawsze poddana łącznej ocenie odziaływania na środowisko.	**Uwaga nieprzyjęta** Podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Poruszone kwestie dotyczą Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, zmienianej projektem ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia klimatycznego wymiaru polityki miejskiej (numer w Wykazie RM - UD246). Projektowana ustawa zakłada m. in. określenie działań zmniejszających wrażliwość na zmiany klimatyczne, w szczególności rekomendacji i wniosków zawartych w MPA, jako jednego z kluczowych elementów polityki przestrzennej.

40.	Uwaga ogólna	ORLEN	**4. Przejrzystość sposobu dokumentowania wykorzystania biometanu na cele transportowe z perspektywy producenta biometanu.** Docelowo, biometan będzie stanowił nowy biokomponent umożliwiający realizację NCW na gruncie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych. Łącznie z biokomponentem do celów transportowych producent biometanu będzie musiał wystawić poświadczenie w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 40 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 1355 ze zm.). To wymaganie jest oczywiste dla uczestników rynku tradycyjnych biokomponentów. Jednak wymaganie to może nie być zrozumiałe dla producentów biometanu, w szczególności w kontekście uregulowanych w projekcie UC99 zasad wydawania gwarancji pochodzenia i znajdującej się w tym projekcie regulacji stanowiącej, że „gwarancja pochodzenia jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe...” (art. 120 ust. 1). Dlatego PKN Orlen S.A. dla uniknięcia wątpliwości po stronie nowych uczestników rynku biokomponentów wykorzystywanych na cele transportowe proponuje rozważenie dodania w projekcie UC99 przepisu precyzującego zasady dokumentowania wykorzystania biometanu na cele transportowe: *Energia elektryczna, biometan, wodór odnawialny zużywane w transporcie*	**Uwaga nieprzyjęta** Wskutek analizy przedmiotowej uwagi oraz uwagi Ministra ds. Unii Europejskiej postanowiono usunąć fragment stanowiący, iż gwarancje pochodzenia poświadczają wartości środowiskowe. Zmiana wynika z faktu, iż pierwotna definicja wykraczała poza art. 19 ust. 7 dyrektywy 2018/2001.

			w rozumieniu ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o (...) są dokumentowane zgodnie z przepisami tej ustawy.	
41.	Uwaga ogólna	KGHM, FPP, HIPH, ZPPM	Z punktu widzenia przemysłu energochłonnego, zwiększenie produkcji energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii jest najważniejszym działaniem pozwalającym na utrzymanie międzynarodowej konkurencyjności. Wynika to po pierwsze z korzystnej ceny, a po drugie z niskiego śladu węglowego zielonej energii. Oba te czynniki są szczególnie istotne dla procesu dekarbonizacji sektora, który zakłada nie tylko zastąpienie obecnego zużycia energią zieloną, ale dodatkowo także znaczące zwiększenie zapotrzebowania na energię niezbędną do produkcji „zielonego wodoru". W związku powyższym, popieramy wszelkie zmiany idące w kierunku uproszczenia i ułatwienia procesu inwestycyjnego dla OZE.	**Uwaga przyjęta** Prace legislacyjne podejmowane przez Ministra Klimatu i Środowiska mają na celu zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej i w ciepłownictwie.
42.	Uwaga ogólna	KGHM, FPP, HIPH, ZPPM	Przemysł podkreśla także znaczenie innych metod produkcji wodoru odnawialnego niż elektroliza (wymieniona m.in. na s. 29-30 uzasadnienia do projektu ustawy), np. metody termochemiczne wykorzystujące wysokotemperaturowe ciepło odpadowe, które mogą być szczególnie interesujące dla przemysłu energochłonnego, w którym powstają wysokotemperaturowe gazy, czyli np. w hutnictwie, a także w małych reaktorach jądrowych (SMR).	**Uwaga nieprzyjęta** Proponowane technologie wytwarzania wodoru odnawialnego wykraczają poza zakres implementacyjny dyrektywy RED II. Ministerstwo Klimatu i Środowiska nie wyklucza jednak prac legislacyjnych we wspomnianym obszarze, przy okazji innych projektów regulujących rynek wodoru.
43.	Uwaga ogólna	KGHM, FPP, ZPPM	Na dzień dzisiejszy, przedłużające się procedury administracyjne uznawane są najważniejszą przeszkodę dla inwestycji w OZE. Niestety projekt ustawy nie wyczerpuje istniejących możliwości w zakresie ułatwień dla nowych źródeł OZE. W tym celu potrzebna byłaby także zmiana szeregu innych ustaw, w tym przede wszystkim ustawy o	**Uwaga nieprzyjęta** Podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum

			inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw. Szczegółowe uwagi w tym zakresie prezentujemy poniżej.	Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.
44.	Uwaga ogólna	KGHM, FPP,HIPH, ZPPM	Najlepszym z punktu widzenia przemysłu rozwiązaniem byłaby najszersza możliwa liberalizacja przepisów dotyczących lokalizacji i procesu inwestycyjnego na terenie całego kraju. Jeśli jednak takie rozwiązanie okaże się niemożliwe do wprowadzenia w krótkim okresie, proponujemy aby wprowadzić je w formie pilotażowej w wybranych lokalizacjach. Rozwiązania prawne mogłyby przyjąć formę zbliżoną do wprowadzanych w projekcie ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC74) tzw. „piaskownic regulacyjnych". Alternatywnie, można rozważyć także wprowadzenie ułatwień w wybranych specjalnych strefach. Lokalizacje byłoby uzgodnione z wybranymi gminami na podstawie obowiązujących miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego lub w przypadku ich braku - na podstawie studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego. W tym celu należałoby stworzyć system zachęt dla gmin finansowanych z poziomu centralnego. W tym kontekście warto zwrócić uwagę na fakt, iż przy obecnych uwarunkowaniach rynkowych podmioty korzystające z systemu aukcyjnego będą zasilały Zarządcę Rozliczeń istotnymi środkami, co daje przestrzeń finansową do takiego wsparcia.	**Uwaga częściowo przyjęta** Podkreśla się, iż kwestia energetyki wiatrowej jest materią wykraczającą poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak równolegle procedowany jest projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. **W**prowadzono zmiany w ustawie z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (Dz. U. z 2021 r. poz. 1899 z późn. zm.) dodatkowych ułatwień dla oze poprzez włączenie niektórych instalacji do katalogu inwestycji celu publicznego.
45.	Uwaga ogólna	FPP, HIPH	Uważamy że najszybszym sposobem stworzenia dodatkowych mocy OZE jest budowa nowych instalacji fotowoltaicznych produkujących bezpośrednio na potrzeby przemysłu. W związku z powyższym, niezależnie od propozycji zgłoszonych w pkt. 4, proponujemy wprowadzenie uproszczonej	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga poza zakresem projektu.

			ścieżki inwestycyjnej dla instalacji fotowoltaicznych spełniających następujące warunki: 1) przyłączenie do sieci odbiorcy (w formule linii bezpośredniej lub autoprodukcji), 2) zużycie energii na potrzeby odbiorcy – prognozowana roczna produkcja nie powinna przekraczać 20% rocznego zużycia odbiorcy. Projekty spełniające te kryteria, powinny zostać objęte specjalnymi zwolnieniami w zakresie uzyskiwania pozwoleń w procesie inwestycyjnym. Po pierwsze, w zakresie procedury planowania przestrzennego proponujemy, aby przyjąć rozwiązania analogiczne do przyjętych w Rozdziale 2 ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji mieszkaniowych oraz inwestycji towarzyszących. Według tej procedury rada gminy podejmuje uchwałę o ustaleniu lokalizacji inwestycji lub odmowie ustalenia lokalizacji instalacji w terminie 60 dni od dnia złożenia przez inwestora wniosku o ustalenie lokalizacji inwestycji, złożonego do właściwej miejscowo rady gminy. Po drugie, w zakresie uzyskania decyzji o pozwoleniu na budowę, proponujemy zmianę ustawy Prawo Budowlane. Zamiast wymogu uzyskania decyzji o pozwoleniu na budowę, proponujemy aby zastosować formułę zgłoszenia, analogicznie do art. 30 tej ustawy. Po trzecie, instalacje wytwórcze spełniające powyższe kryteria powinny zostać zwolnione z obowiązków nakładanych przez Kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci (RfG), w trybie przewidzianym w art. 60 Rozporządzenia 2016/631.	Jednocześnie należy wskazać, że MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie tzw. pakietu sieciowego, zawierającego rozwiązania legislacyjne, mające służyć poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.
46.	Uwaga ogólna	KGHM	Poniższe uwagi, mają na celu istotne uproszczenie i skrócenie czasu trwania procesu inwestycyjnego,	**Uwaga wyjaśniona**

			pozwalające na osiągnięcie celu wskazanego w art. 16 ust 4 i 5 Dyrektywy RED II. Dyrektywa RED II promuje uproszenia administracyjne (art. 15 i 16 dyrektywy). W art. 16 ust. 4 wskazano, że bez uszczerbku dla obowiązków wypływających z prawa UE dot. m.in. środowiska oraz odwołań sądowych czy środków zaskarżenia, „*w odniesieniu do elektrowni, włącznie z wszystkimi odpowiednimi procedurami właściwych organów nie może przekroczyć dwóch lat. Jeżeli jest to należycie uzasadnione ze względu na wystąpienie nadzwyczajnych okoliczności, można przedłużyć ten okres dwóch lat maksymalnie o jeden rok.*". Przepisy RED II zobowiązują państwa członkowskie do stworzenia warunków, które zapewnią ukończenie procedur wydawania zezwoleń w okresie 2 lat (w odniesieniu do elektrowni produkującej energię ze źródeł odnawialnych) oraz 1 roku (dla w odniesieniu do instalacji o mocy elektrycznej poniżej 150 kWh). Informujemy, że w praktyce: ycji w lądowe elektrownie wiatrowe, rzeczywisty czas wynosi ok. 21-58 miesięcy – w przypadku braku mpzp ze studium i mpzp. ojektu instalacji fotowoltaicznej, okres realizacji istracyjno-prawnych przed rozpoczęciem budowy 6 miesięcy (w przypadku niezgodności ze studium i miesięcy (w przypadku braku mpzp). gólnie wydłużającymi postępowania w zakresie zwoleń dla projektów OZE są: (i) wymogi a przestrzennego, (ii) wymogi środowiskowe oraz (iii) ia do sieci **I. Propozycje zmian do ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych:**	Zgodnie z art. 16 ust. 6 Dyrektywy RED II państwa członkowskie ułatwiają rozbudowę źródła energii w istniejących elektrowniach wykorzystujących energię odnawialną, jednak procedura wydawania zezwoleń może być wydłużona w przypadku potencjalnego uszczerbku dla obowiązków wypływających z mającego zastosowanie prawa Unii w dziedzinie środowiska oraz dla odwołań sądowych, środków zaskarżenia i innych postępowań przed sądem lub trybunałem oraz alternatywnych mechanizmów rozstrzygania sporów, w tym postępowań skargowych, pozasądowych odwołań i środków zaskarżenia. Zgodnie z ust. 7 terminy te mogą być przedłużone na okres trwania takich procedur. W pozostałym zakresie – uwagi nieprzyjęte W odniesieniu do procedur środowiskowych projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw nie przewiduje zmiany ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. Zgłoszone uwagi do ww. ustawy oraz Rozporządzenia Rady Ministrów wydanego na jej podstawie zasługują na dalsze analizy i dyskusje. Obecnie odrębnie procedowana jest nowelizacja tej ustawy i w najbliższym czasie zostanie skierowana do konsultacji społecznych, dlatego wszelkie uwagi powinny zostać zgłoszone w tamtym projekcie (numer w Wykazie RM - UD375). W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. W przypadku kwestii wprowadzenia ułatwień w przyłączaniu instalacji OZE do sieci uwagi te również wychodzą poza zakres projektu.

			1. Złagodzenie zasady 10H. Uzasadnienie: Liberalizacja zasady 10H w taki sposób, aby nie wprowadzała nowych i dodatkowych ograniczeń dla odległości elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego jest niezbędna do odblokowania możliwości rozwoju nowych wiatrowych mocy wytwórczych. Jest to obecnie największa przeszkoda blokująca rozwój inwestycji OZE w Polsce. **2. Umożliwienie inwestorowi powiadomienia społeczność gminy o:** • zamiarach inwestycyjnych w zakresie el. wiatrowej, poprzez wniesienie wniosku (podania w rozumieniu art. 63 KPA) do wójta gminy o rozpoczęcie procedury lokalizacji elektrowni wiatrowej, a następnie dokonywanie przez wójta zawiadomienia poprzez publiczne obwieszczenie (w trybie art. 49 KPA), oraz • projekcie prognozy oddziaływania na środowisko tej inwestycji poprzez dokonywanie przez wójta zawiadomienia poprzez publiczne obwieszczenie (w trybie art. 49 KPA). Uzasadnienie: Obecnie notuje się przypadki, gdy włodarze gminy, obawiając się reakcji opinii lokalnej społeczności, odmawiają inwestorom współpracy. W celu zagwarantowania transparentności informacji dotyczących planów inwestycyjnych w zakresie elektrowni wiatrowych na terenie danej gminu należy umożliwić inwestorowi komunikację ze społecznością gminy za pomocą oficjalnych kanałów informacyjnych. Pomimo, że w	Niemniej należy podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej. Dodatkowo należy podkreślić, że proces przyłączania został maksymalnie skrócony w poprzednich nowelizacjach ustawy – *Prawo energetyczne*. Dalsze deformalizacja oraz skracanie terminów mogłoby skutkować niekorzystnymi, z punktu widzenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci, skutkami. W zakresie odmów wykonania przyłączy, obecnie trwają prace koncepcyjne nad zwiększeniem elastyczności i usunięciem barier polegających na kontraktowym ograniczeniu możliwości wykonywania nowych przyłączy do sieci elektroenergetycznej. Obecnie trwają prace nad projektem ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia klimatycznego wymiaru polityki miejskiej (numer w Wykazie RM - UD246). Projektowana ustawa zakłada realizację kluczowych elementów polityki przestrzennej.

			obowiązującym porządku prawnym nie występują przeszkody, aby inwestor prowadził kampanię informacyjno-promującą dla potencjalnej inwestycji (elektrowni wiatrowych) na terenie gminy, proponujemy, aby proces informacyjny odbywał się w ramach instytucji administracyjno-prawnych, poprzez ustanowienie w ustawie ścieżki wnioskowania o rozpoczęcie procedur składających się na proces lokalizacji elektrowni wiatrowych. Powinno to odbywać się poprzez wniosek, stanowiący podanie w rozumieniu art. 64 KPA, ogłaszany w trybie zawiadomienia poprzez publiczne obwieszczenie (art. 49 KPA). We wniosku inwestor przedstawiałby informacje o planowanej lokalizacji elektrowni wiatrowej, wraz z dokumentami określającymi oddziaływania na środowisko. Informowanie poprzez oficjalne kanały gminy przyczyni się do powiększenia zaufania społeczności do inwestora. Dobrze poinformowana społeczność będzie bardziej skłonna do podjęcia chociażby próby dyskusji nad podjęciem uchwały o przystąpieniu do przygotowania (lub aktualizacji) mpzp uwzględniającego elektrownie wiatrowe. Inwestor będzie miał także okazję poinformować o prognozowanym oddziaływaniu na środowisko inwestycji. **3. Preferencyjne procedury planistyczne dla terenów górniczych oraz terenach przemysłowych.** Uzasadnienie: Ustawa przewiduje w art. 4 ust. 3 przypadki, w których nie jest wymagane zachowanie określonej przepisami odległości. Proponuje się dodanie do	

			katalogu wyłączeń z zakresu stosowania wymogów lokalizacyjnych wyjątków odnoszących się do budowy elektrowni wiatrowych zlokalizowanych na, terenach służących bezpośrednio do wykonywania działalności regulowanej ustawą z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (tereny górnicze) oraz terenach przemysłowych w rozumieniu Rozporządzenia Ministra Rozwoju Regionalnego i Budownictwa z dnia 29 marca 2001 r. w sprawie ewidencji gruntów i budynków. Pozwoliłoby to na eliminację rozwiązania hamującego rozwój odnawialnych źródeł energii niedostosowanego do realiów miejscowych. Zawarcie w ustawie przepisu zawierającego jednoznaczne wyłączenie spod zakresu regulacji ustawy inwestycji w zakresie elektrowni wiatrowych realizowanych na obszarach, na których zlokalizowany jest przemysł, niosłoby za sobą szereg korzyści, zarówno w postaci minimalizacji nakładów koniecznych na realizację inwestycji infrastrukturalnych, jak i przyczyniłoby się do działań mających na celu spełnienie przez Polskę celów redukcyjnych. Konsekwencją wprowadzenia takiego wyłączenia, powinno być brak obowiązku umieszczania i konsultowania w mpzp elektrowni wiatrowych, które mają być zlokalizowane na terenach górniczych oraz terenach przemysłowych, według kryterium ewidencyjnego. Alternatywnie, rozważyć można wprowadzenie procedury uzgodnienia lokalizacji inwestycji przez inwestora (tereny górnicze oraz tereny przemysłowe) z właściwym organem administracji i warunkować uzyskanie pozwolenia na budowę wyrażeniem zgody przez ten organ.	

			Dodatkowo, przemysł postuluje rozważenie zobowiązania rad gmin do obligatoryjnego zawierania w ramach mpzp i studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego dedykowanych segmentów poświęconych preferencyjnego lokalizowania inwestycji OZE. **II. Propozycje zmian do ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko:** **4. Skrócenie terminów uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.** Uzasadnienie: Postuluje się rozdzielenie procedury uzyskiwania decyzji środowiskowej od rozstrzygnięć planistycznych (równoległe procedowanie komponentów sekwencji administracyjnej dla projektów OZE). Wymagane są także zmiany proceduralne, ukierunkowane na uelastycznienie, poprzez zmianę progów liczbowych, obligatoryjności wymogów środowiskowych w odniesieniu do instalacji produkujących energię ze źródeł odnawialnych, bez uszczerbku dla instrumentów proceduralnych wynikających z zobowiązań prawa Unii Europejskiej. **5. Przyspieszenie procedury wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przez przeniesienie**	

			kompetencji organu właściwego do jej wydania dla przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko z RDOŚ na poziom lokalny tj. wójta, burmistrza, prezydenta miasta. Uzasadnienie: Regionalny dyrektor ochrony środowiska (RDOŚ), jako organ wyspecjalizowany posiada rozbudowane kompetencje związane z jednej strony z koniecznością wydawania opinii w procedurze wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, z drugiej prowadzi własne postępowania zwierzające do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć wskazanych w ustawie. Dodatkowo ilość postępowań w RDOŚ stale rośnie. Proponuje się zmianę organu wydającego decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla danego przedsięwzięcia tzn.: – przeniesienie kompetencji w zakresie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, tj. elektrowni wiatrowych o mocy nominalnej do 100 MW, na poziom lokalny (wójt, burmistrz, prezydent miasta), – pozostawienie kompetencji RDOŚ do wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko tj. dla instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru o łącznej mocy nominalnej elektrowni nie mniejszej niż	

			100 MW lub zlokalizowanych na obszarach morskich RP. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w zakresie wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach właściwy RDOŚ może skierować wystąpienie, „*którego treścią może być w szczególności wniosek o stwierdzenie nieważności tej decyzji*" (art. 76 ust. 1 ustawy). Dodatkowo, jeżeli decyzja, przed wydaniem której wymagane jest uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (np. pozwolenie na budowę) została wydana bez decyzji środowiskowej, wówczas właściwy RDOŚ może skierować wniosek o stwierdzenie nieważności takiej decyzji (art. 76 ust. 3 ustawy). Przeniesienie kompetencji w zakresie wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć, o których mowa w §3 ust. 1 pkt 6 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, tj. instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, inne niż wymienione w §2 ust. 1 pkt 5 na poziom lokalny nie rodzi ryzyka, że zostaną one wydane z naruszeniem prawa lub bez analizy ich wpływu na środowisko. W przypadku wątpliwości, RDOŚ może podjąć działa w celu weryfikacji prawidłowości wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach lub przystąpić na prawach strony do postępowania administracyjnego lub postępowania przed sądem administracyjnym. **6. Uproszczenie procedury uzyskiwania decyzji o środowiskowych**	

			uwarunkowaniach dla przedsięwzięć mogących potencjalnie oddziaływać na środowisko, poprzez połączenie procedur w zakresie KIP i uproszczonej procedury oceny oddziaływania na środowisko. Uzasadnienie: Obecnie krajowy system podziału przedsięwzięć opiera się na 2 kategoriach tzn. przedsięwzięciach mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko (kategoria I) oraz przedsięwzięciach mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko (kategoria II), wskazane w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (dalej: Rozporządzenie). Dla przedsięwzięć z kategorii I, tj. dla instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru o łącznej mocy nominalnej elektrowni nie mniejszej niż 100 MW lub zlokalizowanych na obszarach morskich RP przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko jest obligatoryjne. W przypadku przedsięwzięć z kategorii II, czyli dla elektrowni wiatrowych o mocy nominalnej do 100 MW procedura przewiduje w pierwszej kolejności złożenie karty informacyjnej przedsięwzięcia (KIP), zgodnie z art. 62a ustawy, a następnie organ prowadzący postępowanie decyduje o tym, czy przedsięwzięcie podlega ocenie oddziaływania na środowisko i niezbędne jest sporządzenie raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko. Przed wydaniem postanowienia organ prowadzący postępowanie zasięga opinii organów wyspecjalizowanych w terminie 30 dni. W praktyce	

			niestety mija kilka miesięcy zanim organ wyda postanowienie o konieczności sporządzenia raportu oceny oddziaływania na środowisko dla przedsięwzięcia z kategorii II. Z kolei sporządzenie raportu o ocenie oddziaływania na środowisku i kolejna procedura to kolejne miesiące lub lata, zanim inwestor uzyska decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, umożliwiającą dalszą realizację procesu inwestycyjnego, czyli wnioskowanie np. o pozwolenie na budowę. Jest to długa, zawiła i czasochłonna procedura. Proponujemy, aby dla przedsięwzięć z kategorii I, wskazanych w załączniku I RED II zawsze sporządzać ocenę oddziaływania na środowisko, a dla przedsięwzięć z kategorii II wskazanych w załączniku II RED II sporządzać wyłącznie KIP, której zakres będzie odpowiadał informacjom wskazanym w załączniku II.A RED II. **7. Dodanie do art. 64 ustawy przepisów precyzyjnie ograniczających czas udzielania opinii na potrzeby wydawania postanowienia o obowiązku lub braku obowiązku w zakresie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko.** Uzasadnienie: W przypadku zakwalifikowania instalacji odnawialnego źródła energii do kategorii przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko – ocena oddziaływania na środowisko nie jest obowiązkowa, a rozstrzyga o tym w drodze postanowienia organ wydający decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, którym w większości przypadków będzie wójt,	

			burmistrz albo prezydent miasta. Konsultuje on rozstrzygnięcie RDOŚ oraz Powiatowym Państwowym Inspektorem Sanitarnym. W praktyce proces wymiany informacji i udzielania konsultacji pomiędzy organami jest nadmiernie czasochłonny. Ponadto, samo badanie konieczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko (art. 63 ustawy) powinien również zostać ujęty w jasne, możliwie skrócone ramy czasowe. W kontekście badania konieczności przeprowadzania oceny oddziaływania na środowisko w stosunku do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko przemysł postuluje opracowanie i zawarcie w ustawie rozwiązań i kryteriów prawnych zmierzających do szerszego wykorzystania KIP dla projektów odnawialnych źródeł energii. Spowoduje to prostsze i szybsze wypełnienie elementu raportowania w zakresie wymogów środowiskowych. **III. Propozycje zmian do ustawy z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych:** **8. Przyspieszenie procedury wydawania decyzji poprzez przeniesienie kompetencji organu właściwego do wydania decyzji dot. przeznaczenia na cele nierolnicze i nieleśne gruntów leśnych stanowiących własność Skarbu Państwa.** Uzasadnienie:	

			Przeniesienie kompetencji do wydania decyzji dot. przeznaczenia na cele nierolnicze i nieleśne gruntów leśnych stanowiących własność Skarbu Państwa (art. 7 ust. 2 pkt 2 ustawy) z Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa na niższy rangą organ właściwy w tym zakresie odciąży pracą Ministerstwo. Procedura zmiany mpzp jest wyjątkowo czasochłonna, a sam proces pozyskania zgody Ministra Środowiska dodatkowo wydłuża czas uzyskania decyzji z zakresu zmiany przeznaczenia gruntów leśnych na cele nieleśne. **IV. Propozycje zmian do ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym:** **9. Dodanie do katalogu inwestycji celu publicznego budowy lądowej elektrowni wiatrowej i umożliwienie lokalizowania tego rodzaju inwestycji w przypadku braku mpzp na podstawie decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego.** Uzasadnienie: Na podstawie art. 50 ust. 1 ustawy możliwe jest wydawanie decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego, w przypadku braku mpzp. Katalog inwestycji tego rodzaju określony został w art. 6 ust. 1 ustawy o gospodarce nieruchomościami. W wyliczeniu zawarto m.in. budowę oraz utrzymywanie morskiej farmy wiatrowej w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu tej ustawy. Proponujemy dodanie do	

			katalogu inwestycji celu publicznego budowy lądowej elektrowni wiatrowej i umożliwienie lokalizowania tego rodzaju inwestycji w przypadku braku mpzp na podstawie decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego. **V. Propozycje zmian do ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane:** **10. Ułatwienie procedury planistycznej dla lokalizowania masztów pomiarowych.** Uzasadnienie: Kolejnym zagadnieniem stojącym na przeszkodzie realizacji inwestycji w elektrownie wiatrowe są przepisy dotyczące zagospodarowania przestrzennego i prawa budowlanego w odniesieniu do masztów pomiarowych. Postanowienia mpzp (ew. warunków zabudowy i zagospodarowania terenu) uniemożliwiają w wielu przypadkach postawienie masztów służących do pomiarów wietrzności, koniecznych do zbadania warunków panujących w miejscu planowanej budowy elektrowni wiatrowej. Czyni to niemożliwą ocenę opłacalności ekonomicznej inwestycji, a przede wszystkim utrudnia pozyskanie dofinansowania i w praktyce niweczy możliwość realizacji budowy nowych źródeł, a nie ma to żadnego uzasadnienia. Drugim istotnym aspektem, przemawiającym za brakiem konieczności weryfikowania zgodności posadowienia masztu z treścią aktów regulujących zagospodarowanie przestrzenne, jest tymczasowość prowadzenia pomiarów i wynikający stąd ograniczony czas, na jaki lokalizowany jest maszt pomiarowy. Warto dodać, że stawiane tymczasowo	

			maszty nie są inwestycjami o znaczącym oddziaływaniu na środowisko – nie powodują migotania, nie oddziałują akustycznie oraz nie mają łopat mogących wywołać kolizję z ptakami. Obowiązek zbadania zgodności zamierzenia budowlanego z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego lub warunkami zabudowy i zagospodarowania terenu wynika z art. 35 ust. 1 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane. Dodanie wyłączenia stanowiącego, że wymaganie, o którym mowa w tym przepisie nie ma zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności pozwoliłoby wyeliminować znaczące utrudnienie stojące przed inwestorami planującymi inwestycje przewidzianą na potrzeby zasilania własnego zakładu przemysłowego. W związku z powyższym, wymaganie określone w ustawie (badanie zgodności projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego z ustaleniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i innymi aktami prawa miejscowego albo decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu w przypadku braku mpzp przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę lub odrębnej decyzji o zatwierdzeniu projektu budowlanego) nie powinno mieć zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności (maszty pomiarowe mają z natury charakter tymczasowy i nie są uciążliwe dla sąsiedztwa).	

			VI. Propozycje zmian do ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne: **11. Przyłączenie do sieci.** Uzasadnienie: Zgodnie z art. 7 ust. 8g pkt 5 ustawy warunki przyłączenia powinny zostać wydawane są przez lokalnego operatora sieci dystrybucyjnej (OSD) w ciągu 150 dni po złożeniu wniosku wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci i są ważne przez 2 lata. W praktyce czas wydania warunków może być dłuży lub krótszy od tego terminu. Nie ma w tym względzie jasności co do standardowego, okresu oczekiwania na warunki przyłączenia. Znaczącą przeszkodą dla inwestorów są również wątpliwości interpretacyjne związane z warunkami przyłączeniowymi określonymi przed danego OSD. Niemal każdy operator posiada inne wytyczne i są one formułowane w sposób mało przejrzysty. Inwestor w żaden sposób nie jest w stanie określić możliwie dokładnego terminu przyłączenia instalacji OZE do sieci, czy też budowy nowego przyłącza. Postuluje się urealnienie i/lub zastosowania środków egzekwowania ram czasowych uzyskiwania warunków przyłączenia, wprowadzenia skutecznych i obligatoryjnych mechanizmów informowania inwestora o perspektywach wydania warunków przyłączenia lub ewentualnie sankcje finansowe wobec OSD za przekroczenie limitów terminowych.	

			VII. Propozycje zmian do Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko: **12. Podniesienia progu powierzchni zabudowy na potrzeby kwalifikacji projektu jako przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko.** Uzasadnienie: Na podstawie §3 pkt 54, w zw. z art. 59 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, instalacje fotowoltaiczne, o powierzchni zabudowy powyżej 0,5ha, wymagają przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, a tym samym uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. W tym kontekście przemysł rekomenduje podniesienie progu powierzchni zabudowy na potrzeby kwalifikacji projektu jako przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, a tym samym podlegających obowiązkowy przeprowadzenia postępowania w przedmiocie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (§ 3 ust., pkt 54 rozporządzenia) – z aktualnie obowiązujących wielkości, tj.: nie mniej, niż 0,5 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz nie mniej niż 1 ha na pozostałych obszarach, do wielkości: 1 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz	

			nie mniej niż 2 ha na pozostałych obszarach. Zaproponowane rozwiązanie powinno obejmować utrzymanie narzędzi weryfikacji przez właściwe organy konieczności przeprowadzenia postępowania w przedmiocie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach i ewentualnie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, nawet w przypadku nieprzekraczania zrewidowanych progów.	
47.	Uwaga ogólna	FPP, HIPH, ZPPM	**<u>Uwagi szczegółowe dotyczące procesu inwestycyjnego:</u>** Poniższe uwagi, mają na celu istotne uproszczenie i skrócenie czasu trwania procesu inwestycyjnego, pozwalające na osiągnięcie celu wskazanego w art. 16 ust 4 i 5 Dyrektywy RED II. Dyrektywa RED II promuje uproszenia administracyjne (art. 15 i 16 dyrektywy). W art. 16 ust. 4 wskazano, że bez uszczerbku dla obowiązków wypływających z prawa UE dot. m.in. środowiska oraz odwołań sądowych czy środków zaskarżenia, „w odniesieniu do elektrowni, włącznie z wszystkimi odpowiednimi procedurami właściwych organów nie może przekroczyć dwóch lat. Jeżeli jest to należycie uzasadnione ze względu na wystąpienie nadzwyczajnych okoliczności, można przedłużyć ten okres dwóch lat maksymalnie o jeden rok.”. Przepisy RED II zobowiązują państwa członkowskie do stworzenia warunków, które zapewnią ukończenie procedur wydawania zezwoleń w okresie 2 lat (w odniesieniu do elektrowni produkującej energię ze źródeł odnawialnych) oraz 1 roku (dla w odniesieniu do instalacji o mocy elektrycznej poniżej 150 kWh). Informujemy, że w praktyce:	**Uwaga wyjaśniona** Zgodnie z art. 16 ust. 6 Dyrektywy RED II państwa członkowskie ułatwiają rozbudowę źródła energii w istniejących elektrowniach wykorzystujących energię odnawialną, jednak procedura wydawania zezwoleń może być wydłużona w przypadku potencjalnego uszczerbku dla obowiązków wypływających z mającego zastosowanie prawa Unii w dziedzinie środowiska oraz dla odwołań sądowych, środków zaskarżenia i innych postępowań przed sądem lub trybunałem oraz alternatywnych mechanizmów rozstrzygania sporów, w tym postępowań skargowych, pozasądowych odwołań i środków zaskarżenia. Zgodnie z ust. 7 terminy te mogą być przedłużone na okres trwania takich procedur. W pozostałym zakresie – uwagi nieprzyjęte W zakresie zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. W przypadku kwestii wprowadzenia ułatwień w przyłączaniu instalacji OZE do sieci uwagi te również wychodzą poza zakres projektu.

			• w zakresie inwestycji w lądowe elektrownie wiatrowe, rzeczywisty czas trwania procedur wynosi ok. 21-58 miesięcy – w przypadku braku mpzp lub niezgodności ze studium i mpzp. • w przypadku projektu instalacji fotowoltaicznej, okres realizacji wymogów administracyjno-prawnych przed rozpoczęciem budowy zajmuje ok. 24-46 miesięcy (w przypadku niezgodności ze studium i mpzp) oraz 10-19 miesięcy (w przypadku braku mpzp). • obszarami szczególnie wydłużającymi postępowania w zakresie uzyskiwania zezwoleń dla projektów OZE są: (i) wymogi zagospodarowania przestrzennego, (ii) wymogi środowiskowe oraz (iii) proces przyłączania do sieci. **<u>Propozycje zmian do ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych:</u>** **1. Złagodzenie zasady 10H.** Uzasadnienie: Liberalizacja zasady 10H w taki sposób, aby nie wprowadzała nowych i dodatkowych ograniczeń dla odległości elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego jest niezbędna do odblokowania możliwości rozwoju nowych wiatrowych mocy wytwórczych. Jest to obecnie największa przeszkoda blokująca rozwój inwestycji OZE w Polsce. **2. Umożliwienie inwestorowi powiadomienia społeczność gminy o:**	Niemniej należy podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej. W odniesieniu do procedur środowiskowych projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw nie przewiduje zmiany ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. Zgłoszone uwagi do ww. ustawy oraz Rozporządzenia Rady Ministrów wydanego na jej podstawie zasługują na dalsze analizy i dyskusje. Obecnie odrębnie procedowana jest nowelizacja tej ustawy i w najbliższym czasie zostanie skierowana do konsultacji społecznych, dlatego wszelkie uwagi powinny zostać zgłoszone w tamtym projekcie (numer w Wykazie RM - UD375).

			• zamiarach inwestycyjnych w zakresie el. wiatrowej, poprzez wniesienie wniosku (podania w rozumieniu art. 63 KPA) do wójta gminy o rozpoczęcie procedury lokalizacji elektrowni wiatrowej, a następnie dokonywanie przez wójta zawiadomienia poprzez publiczne obwieszczenie (w trybie art. 49 KPA), oraz • projekcie prognozy oddziaływania na środowisko tej inwestycji poprzez dokonywanie przez wójta zawiadomienia poprzez publiczne obwieszczenie (w trybie art. 49 KPA). Uzasadnienie: Obecnie notuje się przypadki, gdy włodarze gminy, obawiając się reakcji opinii lokalnej społeczności, odmawiają inwestorom współpracy. W celu zagwarantowania transparentności informacji dotyczących planów inwestycyjnych w zakresie elektrowni wiatrowych na terenie danej gminu należy umożliwić inwestorowi komunikację ze społecznością gminy za pomocą oficjalnych kanałów informacyjnych. Pomimo, że w obowiązującym porządku prawnym nie występują przeszkody, aby inwestor prowadził kampanię informacyjno-promującą dla potencjalnej inwestycji (elektrowni wiatrowych) na terenie gminy, proponujemy, aby proces informacyjny odbywał się w ramach instytucji administracyjno-prawnych, poprzez ustanowienie w ustawie ścieżki wnioskowania o rozpoczęcie procedur składających się na proces lokalizacji elektrowni wiatrowych. Powinno to odbywać się poprzez wniosek, stanowiący podanie w rozumieniu art. 64 KPA, ogłaszany w trybie zawiadomienia poprzez	

			publiczne obwieszczenie (art. 49 KPA). We wniosku inwestor przedstawiałby informacje o planowanej lokalizacji elektrowni wiatrowej, wraz z dokumentami określającymi oddziaływania na środowisko. Informowanie poprzez oficjalne kanały gminy przyczyni się do powiększenia zaufania społeczności do inwestora. Dobrze poinformowana społeczność będzie bardziej skłonna do podjęcia chociażby próby dyskusji nad podjęciem uchwały o przystąpieniu do przygotowania (lub aktualizacji) mpzp uwzględniającego elektrownie wiatrowe. Inwestor będzie miał także okazję poinformować o prognozowanym oddziaływaniu na środowisko inwestycji. **3. Preferencyjne procedury planistyczne dla terenów górniczych oraz terenach przemysłowych.** Uzasadnienie: Ustawa przewiduje w art. 4 ust. 3 przypadki, w których nie jest wymagane zachowanie określonej przepisami odległości. Proponuje się dodanie do katalogu wyłączeń z zakresu stosowania wymogów lokalizacyjnych wyjątków odnoszących się do budowy elektrowni wiatrowych zlokalizowanych na, terenach służących bezpośrednio do wykonywania działalności regulowanej ustawą z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (tereny górnicze) oraz terenach przemysłowych w rozumieniu Rozporządzenia Ministra Rozwoju Regionalnego i Budownictwa z dnia 29 marca 2001 r. w sprawie ewidencji gruntów i budynków. Pozwoliłoby to na eliminację rozwiązania hamującego rozwój odnawialnych źródeł energii	

			niedostosowanego do realiów miejscowych. Zawarcie w ustawie przepisu zawierającego jednoznaczne wyłączenie spod zakresu regulacji ustawy inwestycji w zakresie elektrowni wiatrowych realizowanych na obszarach, na których zlokalizowany jest przemysł, niosłoby za sobą szereg korzyści, zarówno w postaci minimalizacji nakładów koniecznych na realizację inwestycji infrastrukturalnych, jak i przyczyniłoby się do działań mających na celu spełnienie przez Polskę celów redukcyjnych. Konsekwencją wprowadzenia takiego wyłączenia, powinno być brak obowiązku umieszczania i konsultowania w mpzp elektrowni wiatrowych, które mają być zlokalizowane na terenach górniczych oraz terenach przemysłowych, według kryterium ewidencyjnego. Alternatywnie, rozważyć można wprowadzenie procedury uzgodnienia lokalizacji inwestycji przez inwestora (tereny górnicze oraz tereny przemysłowe) z właściwym organem administracji i warunkować uzyskanie pozwolenia na budowę wyrażeniem zgody przez ten organ. Dodatkowo, przemysł postuluje rozważenie zobowiązania rad gmin do obligatoryjnego zawierania w ramach mpzp i studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego dedykowanych segmentów poświęconych preferencyjnego lokalizowania inwestycji OZE. **<u>Propozycje zmian do ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale</u>**	

			<u>społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko:</u> **1. Zintegrowanie procedury z zakresu oceny oddziaływania na środowisko z procedurą w zakresie prawa budowlanego i innymi postępowaniami w jedno zezwolenie inwestycyjne.** Uzasadnienie: Zgodnie z art. 2 ust. 2 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2011/92/UE z dnia 13 grudnia 2011 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko „Ocena oddziaływania na środowisko może być zintegrowana z istniejącymi procedurami udzielania zezwolenia na przedsięwzięcia w państwach członkowskich lub, jeżeli takie nie istnieją, z innymi procedurami albo z procedurami, które będą ustanowione do realizacji celów niniejszej dyrektywy" i art. 2 ust. 3 „Ocena oddziaływania na środowisko może być zintegrowana z istniejącymi procedurami udzielania zezwolenia na przedsięwzięcia w państwach członkowskich lub, jeżeli takie nie istnieją, z innymi procedurami albo z procedurami, które będą ustanowione do realizacji celów niniejszej dyrektywy" jest możliwość zintegrowania postępowania dot. oceny oddziaływania na środowisko z innymi procedurami udzielenia zezwolenia na inwestycję, zmierzającymi do uzyskania m.in. takich decyzji jak: decyzji środowiskowej, decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu czy decyzji o pozwoleniu na budowę.	

			Proponujemy zintegrowanie prowadzonych postępowań z zakresu ocen oddziaływania na środowisko wraz z procedurą budowlaną, w taki sposób, aby mogły być prowadzone równolegle w tym samym czasie przez różne i współpracujące ze sobą organy. Usprawnieniem oszczędzającym czas i skracającym czas trwania procedury administracyjnej dla inwestycji OZE jest współpraca między organami administracji i możliwość prowadzenia ich równolegle w tym samym czasie. **2. Skrócenie terminów uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.** Uzasadnienie: Alternatywnie do propozycji z pkt. 4 przemysł postuluje rozdzielenie procedury uzyskiwania decyzji środowiskowej od rozstrzygnięć planistycznych (równoległe procedowanie komponentów sekwencji administracyjnej dla projektów OZE). Wymagane są także zmiany proceduralne, ukierunkowane na uelastycznienie, poprzez zmianę progów liczbowych, obligatoryjności wymogów środowiskowych w odniesieniu do instalacji produkujących energię ze źródeł odnawialnych, bez uszczerbku dla instrumentów proceduralnych wynikających z zobowiązań prawa Unii Europejskiej. **3. Przyspieszenie procedury wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przez przeniesienie kompetencji organu właściwego do jej wydania dla przedsięwzięć mogących**	

			potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko z RDOŚ na poziom lokalny tj. wójta, burmistrza, prezydenta miasta. Uzasadnienie: Regionalny dyrektor ochrony środowiska (RDOŚ), jako organ wyspecjalizowany posiada rozbudowane kompetencje związane z jednej strony z koniecznością wydawania opinii w procedurze wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, z drugiej prowadzi własne postępowania zwierzające do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć wskazanych w ustawie. Dodatkowo ilość postępowań w RDOŚ stale rośnie. Federacja proponuje zmianę organu wydającego decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla danego przedsięwzięcia tzn.: − przeniesienie kompetencji w zakresie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, tj. elektrowni wiatrowych o mocy nominalnej do 100 MW, na poziom lokalny (wójt, burmistrz, prezydent miasta), − pozostawienie kompetencji RDOŚ do wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko tj. dla instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru o łącznej mocy nominalnej elektrowni nie mniejszej niż 100	

			MW lub zlokalizowanych na obszarach morskich RP. W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w zakresie wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach właściwy RDOŚ może skierować wystąpienie, „którego treścią może być w szczególności wniosek o stwierdzenie nieważności tej decyzji" (art. 76 ust. 1 ustawy). Dodatkowo, jeżeli decyzja, przed wydaniem której wymagane jest uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (np. pozwolenie na budowę) została wydana bez decyzji środowiskowej, wówczas właściwy RDOŚ może skierować wniosek o stwierdzenie nieważności takiej decyzji (art. 76 ust. 3 ustawy). Przeniesienie kompetencji w zakresie wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć, o których mowa w §3 ust. 1 pkt 6 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, tj. instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, inne niż wymienione w §2 ust. 1 pkt 5 na poziom lokalny nie rodzi ryzyka, że zostaną one wydane z naruszeniem prawa lub bez analizy ich wpływu na środowisko. W przypadku wątpliwości, RDOŚ może podjąć działa w celu weryfikacji prawidłowości wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach lub przystąpić na prawach strony do postępowania administracyjnego lub postępowania przed sądem administracyjnym.	

			4. Uproszczenie procedury uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć mogących potencjalnie oddziaływać na środowisko, poprzez połączenie procedur w zakresie KIP i uproszczonej procedury oceny oddziaływania na środowisko. Uzasadnienie: Obecnie krajowy system podziału przedsięwzięć opiera się na 2 kategoriach tzn. przedsięwzięciach mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko (kategoria I) oraz przedsięwzięciach mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko (kategoria II), wskazane w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (dalej: Rozporządzenie). Dla przedsięwzięć z kategorii I, tj. dla instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru o łącznej mocy nominalnej elektrowni nie mniejszej niż 100 MW lub zlokalizowanych na obszarach morskich RP przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko jest obligatoryjne. W przypadku przedsięwzięć z kategorii II, czyli dla elektrowni wiatrowych o mocy nominalnej do 100 MW procedura przewiduje w pierwszej kolejności złożenie karty informacyjnej przedsięwzięcia (KIP), zgodnie z art. 62a ustawy, a następnie organ prowadzący postępowanie decyduje o tym, czy przedsięwzięcie podlega ocenie oddziaływania na środowisko i niezbędne jest sporządzenie raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko.	

			Przed wydaniem postanowienia organ prowadzący postępowanie zasięga opinii organów wyspecjalizowanych w terminie 30 dni. W praktyce niestety mija kilka miesięcy zanim organ wyda postanowienie o konieczności sporządzenia raportu oceny oddziaływania na środowisko dla przedsięwzięcia z kategorii II. Z kolei sporządzenie raportu o ocenie oddziaływania na środowisku i kolejna procedura to kolejne miesiące lub lata, zanim inwestor uzyska decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, umożliwiającą dalszą realizację procesu inwestycyjnego, czyli wnioskowanie np. o pozwolenie na budowę. Jest to długa, zawiła i czasochłonna procedura. Proponujemy, aby dla przedsięwzięć z kategorii I, wskazanych w załączniku I RED II zawsze sporządzać ocenę oddziaływania na środowisko, a dla przedsięwzięć z kategorii II wskazanych w załączniku II RED II sporządzać wyłącznie KIP, której zakres będzie odpowiadał informacjom wskazanym w załączniku II.A RED II. **5. Dodanie do art. 64 ustawy przepisów precyzyjnie ograniczających czas udzielania opinii na potrzeby wydawania postanowienia o obowiązku lub braku obowiązku w zakresie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko.** Uzasadnienie: W przypadku zakwalifikowania instalacji odnawialnego źródła energii do kategorii przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco	

			oddziaływać na środowisko – ocena oddziaływania na środowisko nie jest obowiązkowa, a rozstrzyga o tym w drodze postanowienia organ wydający decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, którym w większości przypadków będzie wójt, burmistrz albo prezydent miasta. Konsultuje on rozstrzygnięcie RDOŚ oraz Powiatowym Państwowym Inspektorem Sanitarnym. W praktyce proces wymiany informacji i udzielania konsultacji pomiędzy organami jest nadmiernie czasochłonny. Ponadto, samo badanie konieczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko (art. 63 ustawy) powinien również zostać ujęty w jasne, możliwie skrócone ramy czasowe. W kontekście badania konieczności przeprowadzania oceny oddziaływania na środowisko w stosunku do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko przemysł postuluje opracowanie i zawarcie w ustawie rozwiązań i kryteriów prawnych zmierzających do szerszego wykorzystania KIP dla projektów odnawialnych źródeł energii. Spowoduje to prostsze i szybsze wypełnienie elementu raportowania w zakresie wymogów środowiskowych. **<u>Propozycje zmian do ustawy z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych:</u>** **1. Przyspieszenie procedury wydawania decyzji poprzez przeniesienie kompetencji organu właściwego do wydania decyzji dot. przeznaczenia na cele nierolnicze i nieleśne**	

			gruntów leśnych stanowiących własność Skarbu Państwa. Uzasadnienie: Przeniesienie kompetencji do wydania decyzji dot. przeznaczenia na cele nierolnicze i nieleśne gruntów leśnych stanowiących własność Skarbu Państwa (art. 7 ust. 2 pkt 2 ustawy) z Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa na niższy rangą organ właściwy w tym zakresie odciąży pracą Ministerstwo. Procedura zmiany mpzp jest wyjątkowo czasochłonna, a sam proces pozyskania zgody Ministra Środowiska dodatkowo wydłuża czas uzyskania decyzji z zakresu zmiany przeznaczenia gruntów leśnych na cele nieleśne. **<u>Propozycje zmian do ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym:</u>** **1. Dodanie do katalogu inwestycji celu publicznego budowy lądowej elektrowni wiatrowej i umożliwienie lokalizowania tego rodzaju inwestycji w przypadku braku mpzp na podstawie decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego.** Uzasadnienie: Na podstawie art. 50 ust. 1 ustawy możliwe jest wydawanie decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego, w przypadku braku mpzp. Katalog inwestycji tego rodzaju określony został w art. 6 ust. 1 ustawy o gospodarce nieruchomościami. W	

			wyliczeniu zawarto m.in. budowę oraz utrzymywanie morskiej farmy wiatrowej w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu tej ustawy. Proponujemy dodanie do katalogu inwestycji celu publicznego budowy lądowej elektrowni wiatrowej i umożliwienie lokalizowania tego rodzaju inwestycji w przypadku braku mpzp na podstawie decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego. **<u>Propozycje zmian do ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane:</u>** **1. Ułatwienie procedury planistycznej dla lokalizowania masztów pomiarowych.** Uzasadnienie: Kolejnym zagadnieniem stojącym na przeszkodzie realizacji inwestycji w elektrownie wiatrowe są przepisy dotyczące zagospodarowania przestrzennego i prawa budowlanego w odniesieniu do masztów pomiarowych. Postanowienia mpzp (ew. warunków zabudowy i zagospodarowania terenu) uniemożliwiają w wielu przypadkach postawienie masztów służących do pomiarów wietrzności, koniecznych do zbadania warunków panujących w miejscu planowanej budowy elektrowni wiatrowej. Czyni to niemożliwą ocenę opłacalności ekonomicznej inwestycji, a przede wszystkim utrudnia pozyskanie dofinansowania i w praktyce niweczy możliwość realizacji budowy nowych źródeł, a nie ma to żadnego uzasadnienia.	

			Drugim istotnym aspektem, przemawiającym za brakiem konieczności weryfikowania zgodności posadowienia masztu z treścią aktów regulujących zagospodarowanie przestrzenne, jest tymczasowość prowadzenia pomiarów i wynikający stąd ograniczony czas, na jaki lokalizowany jest maszt pomiarowy. Warto dodać, że stawiane tymczasowo maszty nie są inwestycjami o znaczącym oddziaływaniu na środowisko – nie powodują migotania, nie oddziałują akustycznie oraz nie mają łopat mogących wywołać kolizję z ptakami. Obowiązek zbadania zgodności zamierzenia budowlanego z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego lub warunkami zabudowy i zagospodarowania terenu wynika z art. 35 ust. 1 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane. Dodanie wyłączenia stanowiącego, że wymaganie, o którym mowa w tym przepisie nie ma zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności pozwoliłoby wyeliminować znaczące utrudnienie stojące przed inwestorami planującymi inwestycje przewidzianą na potrzeby zasilania własnego zakładu przemysłowego. W związku z powyższym, wymaganie określone w ustawie (badanie zgodności projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego z ustaleniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i innymi aktami prawa miejscowego albo decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu w przypadku braku mpzp	

			przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę lub odrębnej decyzji o zatwierdzeniu projektu budowlanego) nie powinno mieć zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności (maszty pomiarowe mają z natury charakter tymczasowy i nie są uciążliwe dla sąsiedztwa). **<u>Propozycje zmian do ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne:</u>** **1. Przyłączenie do sieci.** Uzasadnienie: Zgodnie z art. 7 ust. 8g pkt 5 ustawy warunki przyłączenia powinny zostać wydawane są przez lokalnego operatora sieci dystrybucyjnej (OSD) w ciągu 150 dni po złożeniu wniosku wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci i są ważne przez 2 lata. W praktyce czas wydania warunków może być dłuży lub krótszy od tego terminu. Nie ma w tym względzie jasności co do standardowego, okresu oczekiwania na warunki przyłączenia. Znaczącą przeszkodą dla inwestorów są również wątpliwości interpretacyjne związane z warunkami przyłączeniowymi określonymi przed danego OSD. Niemal każdy operator posiada inne wytyczne i są one formułowane w sposób mało przejrzysty. Inwestor w żaden sposób nie jest w stanie określić możliwie dokładnego terminu przyłączenia instalacji OZE do sieci, czy też budowy nowego przyłącza. Postuluje się urealnienie i/lub zastosowania środków egzekwowania ram	

			czasowych uzyskiwania warunków przyłączenia, wprowadzenia skutecznych i obligatoryjnych mechanizmów informowania inwestora o perspektywach wydania warunków przyłączenia lub ewentualnie sankcje finansowe wobec OSD za przekroczenie limitów terminowych. **<u>Propozycje zmian do Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko:</u>** **1. Podniesienie progu powierzchni zabudowy na potrzeby kwalifikacji projektu jako przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko.** Uzasadnienie: Na podstawie §3 pkt 54, w zw. z art. 59 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, instalacje fotowoltaiczne, o powierzchni zabudowy powyżej 0,5ha, wymagają przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, a tym samym uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. W tym kontekście przemysł rekomenduje podniesienie progu powierzchni zabudowy na potrzeby kwalifikacji projektu jako przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, a tym samym podlegających obowiązkowy przeprowadzenia postępowania	

			w przedmiocie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (§ 3 ust., pkt 54 rozporządzenia) – z aktualnie obowiązujących wielkości, tj.: nie mniej, niż 0,5 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz nie mniej niż 1 ha na pozostałych obszarach, do wielkości: 1 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz nie mniej niż 2 ha na pozostałych obszarach. Zaproponowane rozwiązanie powinno obejmować utrzymanie narzędzi weryfikacji przez właściwe organy konieczności przeprowadzenia postępowania w przedmiocie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach i ewentualnie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, nawet w przypadku nieprzekraczania zrewidowanych progów. Podkreślenia wymaga to, iż w obecnych warunkach kwestia rozwoju OZE stała się jeszcze bardziej istotna. Dlatego potrzebujemy regulacji, które pozwolą przedsiębiorcom działać w tym obszarze, z korzyścią zarówno dla nich samych, jak też dla bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz całej Unii Europejskiej.	
48.	Uwaga ogólna	PKN ORLEN	**1. Źródła zasilania biogazowni/biometanowni w energię niezbędną w procesach technologicznych w kontekście wymogu wynikającego z projektowanego art. 9 ust. la pkt 3 ustawy oze (art. 1 pkt 8 lit b projektu nowelizacji).** Art. 1 projektu UC99 w pkt 8 lit. „b" dodaje ust. la w art. 9 ustawy oze, którego pkt 3 brzmi: „Wytwórca	**Uwaga przyjęta** Przepis zostanie doprecyzowany. Przepis zgodnie z założeniem odnosi się do kwestii wykorzystywania surowców do produkcji biogazu/biometanu a nie do energii (np. elektrycznej) wykorzystywanej do procesów technologicznych, takich jak zasilanie mieszadeł w komorach biogazowych, czy też instalacji do oczyszczania biogazu do jakości biometanu.

			wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu jest obowiązany **nie wykorzystywać do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu paliw kopalnych** lub paliw powstałych z ich przetworzenia, biomasy, biogazu, lub biopłynów, zanieczyszczonych substancjami niebędącymi biomasą, biogazem lub biopłynami zwiększającymi ich wartość opałową". W świetle zaznaczonej części projektu przepisu powstała wątpliwość, czy wynika z niego wymaganie, aby biogaz/biometan wytwarzać z energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii. Konsekwencje takiego wymagania ilustruje prowadzona modernizacja działających w GK Orlen biogazowni. Pokazała ona, że planowana 3MW biogazownia do procesów technologicznych: higienizacji substratów, oczyszczania biogazu do biometanu, skraplania, sprężania, i innych będzie potrzebować 1,2-1,5 MW energii elektrycznej. Zakładając, że istnieje wymaganie, aby do wytworzenia biogazu/biometanu konieczne było użycie odnawialnego źródła energii, to produkcja takiej energii elektrycznej wymagałaby wybudowania obok dodatkowej biogazowni o mocy 1,2-1,5 MW. W konsekwencji jeszcze więcej odpadów byłoby potrzebnych do zasilania instalacji (wg naszych wyliczeń około 30% więcej) i powstałoby więcej pofermentu do zagospodarowania zgodnie z wymagającymi regulacjami. Dodatkowo, w ocenie PKN Orlen S.A. spalanie biogazu w celu	Możliwość stosowania energii elektrycznej pochodzenia kopalnego jest w tym przypadku generalnie dopuszczalna, przy czym jej wykorzystanie jest weryfikowane poprzez wymogi dobrowolnych systemów certyfikacji, w szczególności w zakresie uzyskania minimalnego poziomu redukcji emisji gazów cieplarnianych dla produktu (biogazu/biometanu).

			wytworzenia energii elektrycznej to obecnie najdroższa opcja w stosunku do kosztu zakupu energii z sieci czy innego źródła energii z OZE, jak farma wiatrowa czy fotowoltaika. Zwracamy jednak uwagę, że rozwój farm wiatrowych na lądzie ogranicza wymaganie regulacyjne z tzw. „ustawy odległościowej" i reguła „lOh". Ponadto, wykorzystanie do produkcji biogazu/biometanu energii elektrycznej instalacji OZE wymagałoby wybudowania magazynu energii. Trzeba wziąć też pod uwagę napotykany opór społeczny w sprawie biogazowni/biometanowni zlokalizowanych w pobliżu osiedli mieszkaniowych oznaczający brak możliwości wykorzystania istniejących przyłączy do sieci elektroenergetycznej, co w praktyce wymaga budowania wyspowych biogazowni/biometanowni - położonych poza zasięgiem protestów lokalnych społeczności - wyposażonych w niezależne i stabilne źródła zasilania w energię elektryczną, które zagwarantują ciągłość i bezpieczeństwo procesów produkcyjnych. Podsumowując, w opinii PKN ORLEN S.A. istnieje potrzeba wyjaśnienia zagadnienia źródeł zasilania, z których może pochodzić energia elektryczna do produkcji biogazu/biometanu i jednocześnie istnieje potrzeba niewprowadzania wymagania, aby ta energia pochodziła wyłącznie z instalacji OZE.	
49.	Uwaga ogólna	PGE	**Hybrydowe instalacje OZE** **Instalacje hybrydowe OZE powinny rozwijać się również w oparciu o istniejące instalacje OZE**. Podejście takie jest jednym z podstawowych działań wskazanych w PEP 2040. Dokument ten pokazuje konieczność tworzenia mechanizmów wsparcia i promocji wytwarzania energii z OZE z zapewnianiem warunków bezpieczeństwa pracy	**Uwaga wyjaśniona** Projekt UC 99 nie wyklucza możliwości tworzenia hybrydowych instalacji OZE w oparciu o instalacje, które już istnieją. Ponadto należy zauważyć, że MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej, które mogłyby uwzględniać przedłożone postulaty.

			systemu. Preferowane rozwiązania skonstruowane mają być tak, aby zapewnić maksymalną dyspozycyjność (wysoka efektywność i współczynnik wykorzystania, sterowalność, wykorzystanie magazynu energii), z relatywnie najniższym kosztem wytworzenia energii, jak również mają wykorzystywać rozwiązania hybrydowe łączące różne technologie OZE, czy samobilansowanie OZE np. z wykorzystaniem magazynów energii. Odpowiedzią na te wymagania jest wyposażanie istniejących już instalacji OZE w magazyny energii oraz inne urządzenia wytwórcze – odpowiadając tym samym na już występujące i stale rosnące wyzwania związane z bilansowaniem sieci dystrybucyjnych i przesyłowych. Rozbudowanie istniejącej instalacji OZE o dodatkowe urządzenie wytwórcze wytwarzające energię elektryczną z innego odnawialnego źródła energii oraz magazyn energii elektrycznej celem wybudowania instalacji hybrydowej OZE oraz udział takich instalacji w aukcjach nie znajduje odzwierciedlania w przepisach zmienianej ustawy. Z punktu widzenia rozwoju tych instalacji i udziału instalacji hybrydowych w aukcjach OZE, istotne wydaje się doprecyzowanie przepisów w zakresie wymagań w stosunku do wieku urządzeń wchodzących w skład tej instalacji lub umożliwienia dokonywania modernizacji poprzez przekształcenia istniejącej instalacji OZE do instalacji hybrydowej.	W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany: 1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu; 2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania. W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.
50.	Uwaga ogólna	PGE	Klastry energii Klastry stanowią element całego systemu zmian dążących do aktywizacji odbiorców energii, jakie mają miejsce w sektorze energetycznym i powinny być rozpatrywane w szerszym kontekście. Z punktu widzenia pracy sieci OSD dobrze zaprojektowane i	**Uwaga wyjaśniona** Przepisy w zakresie klastrów energii zostały doprecyzowane w wyniku przeprowadzonych konsultacji. Projektodawca zgadza się z ogólną opinią PGE, że dobrze zaprojektowane i racjonalnie rozwijane inicjatywy klastrowe mogą sprzyjać elastyczności pracy sieci, co docelowo może

			racjonalnie rozwijane inicjatywy klastrowe mogą sprzyjać elastyczności pracy sieci, co docelowo może usprawnić tę pracę (zwiększenie bezpieczeństwa dostaw i poprawa jakości świadczenia usługi dystrybucji). Innymi źródłami elastyczności są jednostki wytwórcze, jednostki zużywające energię, jednostki magazynujące energię podłączone do sieci OSD, mikrosieci, prosumenci itp. Istotna jest lokalizacja klastra, które w pierwszej kolejności powinny być zlokalizowane i podłączone do infrastruktury OSD na obszarach, gdzie bazując na uwarunkowaniach pracy sieci jest to najbardziej uzasadnione względami techniczno-ekonomicznymi. Proces ten dla zapewnienia maksimum korzyści dla wszystkich stron oraz minimalizowania kosztów ogólnospołecznych (w tym kosztów rozwoju sieci OSD przekładających się finalnie na stawki opłat dla odbiorców), powinien uwzględniać zarówno aktualną topologię sieci dystrybucyjnej, jak i planowanie przez OSD kierunki jej rozwoju i modernizacji. Wymaga to włączenia opinii OSD do procesu zarówno lokalizowania klastrów, jak i kierowania środków na wsparcie rozwoju tego obszaru. Zasadne jest wypracowanie odpowiedniego modelu współpracy pomiędzy strukturami inicjatyw lokalnych, administracją, a OSD w taki sposób, aby w dłuższej perspektywie umożliwić stworzenie zintegrowanego i połączonego systemu energetycznego z poprawiającymi się wskaźnikami jakości i pewności zasilania.	usprawnić tę pracę (zwiększenie bezpieczeństwa dostaw i poprawa jakości świadczenia usługi dystrybucji). W świetle powyższego podejścia Projektodawca podkreśla, że klastry będą mogły korzystać z systemu wsparcia w II etapach, jednak uzyskanie wsparcia będzie uwarunkowane spełnieniem określonych wymagań, a w tym posiadania magazynów energii. Pierwszy etap będzie trwać do 31 grudnia 2026 r. Wymagane będzie, aby co najmniej 30 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii przez strony porozumienia klastra energii pochodziło z OZE, a łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze energii nie przekraczała 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwiała pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania stron porozumienia klastra energii. Ponadto, łączna moc magazynów energii członków klastra energii wynosić będzie co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. W drugim etapie wymagania zostaną zwiększone. Od 1 stycznia 2027 r. wsparcie będzie przysługiwać wobec tych klastrów energii, które wykażą, że co najmniej 50 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii pochodzi z OZE, zaś łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze nie przekracza 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwia pokrycie w ciągu roku w każdej godzinie nie mniej niż 50% łącznych dostaw do stron porozumienia klastra energii w zakresie energii elektrycznej. Ponadto, łączna moc magazynów energii członków klastra energii wynosić będzie co najmniej 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy. Zasady współpracy z OSD i OSP zostały określone w projektowanej regulacji.

				Uwaga nieprzyjęta w zakresie uwagi o włączeniu opinii OSD do procesu zarówno lokalizowania klastrów, jak i kierowania środków na wsparcie rozwoju tego obszaru Klastry energii mają charakter inicjatyw oddolnych, gdzie różni uczestniczy lokalnego ekosystemu elektroenergetycznego organizują się, aby dla dobra członków swej społeczności wytwarzać, dystrybuować i magazynować energię elektryczną na własne potrzeby. Celem działania klastra jest zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego. Nie wszystkie cele klastra wpisują się w profil działania OSD. Ponadto, klaster będzie mógł prowadzić działalność inną niż w zakresie energii elektrycznej (np. klaster gazowy, klaster biomasowy).
51.	Uwaga ogólna	PGE	Nie należy „usługi ograniczania obciążenia szczytowego" identyfikować z usługami elastyczności. Usługi elastyczności w swojej istocie powinny mieć formę usług rynkowych, zamawianych przez operatora w niedyskryminacyjny sposób od dostępnych na rynku wszystkich źródeł elastyczności, niezależnie od „technologii". W przypadku proponowanej usługi ograniczenia obciążenia szczytowego faworyzuje się jeden podmiot, który wprowadza się poza rynkiem, ograniczając w ten sposób ewentualne uczestnictwo innych podmiotów na tym samym terenie. Ponadto zgodnie z przepisami dyrektywy 2019/944 art. 32, pkt 1) *zapewniają niezbędne* ***ramy regulacyjne i zachęty umożliwiające operatorom*** *systemów dystrybucyjnych* ***udzielanie zamówień*** *na usługi elastyczności, w tym zarządzania ograniczeniami przesyłowymi na ich obszarach, w celu zwiększenia*	**Uwaga przyjęta** Usunięto przepisy dot. usługi ograniczenia obciążenia szczytowego z projektu.

			wydajności w eksploatacji i rozwoju systemu dystrybucyjnego. W szczególności ramy ***regulacyjne muszą zapewniać****, by* ***operatorzy systemów dystrybucyjnych*** *byli w stanie udzielać zamówień na takie usługi pochodzące od dostawców wytwarzania rozproszonego, odpowiedzi odbioru lub magazynowania energii, a także powinny promować środki poprawiające efektywność energetyczną, jeżeli takie usługi w sposób efektywny kosztowo zmniejszają potrzebę modernizacji lub wymiany zdolności w zakresie energii elektrycznej oraz wspierają efektywne i bezpieczne funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego.* ***Operatorzy systemów dystrybucyjnych udzielają zamówień na takie usługi z wykorzystaniem przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur zgodnych z zasadami rynkowymi*** Proponowane zapisy wprowadzenia usługi dla jednego, wybranego typu uczestnika rynku nie spełnia wymogów przejrzystości oraz niedyskryminacyjnych procedur i rynkowości usług. Duże wątpliwości budzi również forma wyliczania zapłaty oraz „premii" za świadczenie takich usług, które nie odzwierciedlają przejrzystości oraz równoprawnych zasad dla wszystkich rynkowych podmiotów. Ponadto zaproponowana forma wynagrodzenia nie ma oparcia w prawie. Nie widzimy możliwości indywidualnego ustalania tychże wynagrodzeń przez OSD (byłoby to praktycznie niewykonalne po stronie przedsiębiorstw i prowadziło wprost do licznych sporów z klastrami) – jeśli miałyby one być skuteczne, należy wprowadzić je do istniejącego modelu taryfowego włącznie z określeniem	

			wysokości stawek, tak aby PURE mógł odpowiednio reagować na ich przenoszenie na taryfę.	
52.	Uwaga ogólna	PGE	**Ciepło z OZE** Rekomendujemy wprowadzenie mechanizmu umożliwiającego zakwalifikowanie ciepła z energii elektrycznej z OZE jako ciepła z OZE, nie tylko potencjalnie na potrzeby przedstawienia takiej informacji odbiorcom końcowym, gdzie takie zadanie ma spełniać mechanizm gwarancji pochodzenia oraz proponowana procedura wydawania/umarzania tych gwarancji w przypadku konwersji energetycznej. Rozwiązanie takie miałoby bardzo duże znaczenie dla potrzeb zagospodarowania nadwyżek energii elektrycznej z OZE i wykorzystania ich do konwersji na ciepło np. w kotłach elektrodowych, jednakże, w oparciu o aktualny stan prawny, ciepło takie nie będzie mogło zostać uznane za ciepło z OZE. Niestety, biorąc pod uwagę przepisy art. 19 dyrektywy RED II, mechanizm gwarancji pochodzenia nie może zostać wprost wykorzystany do tego celu. Do rozważenia poddajemy stworzenie np. mechanizmu wydawania potwierdzeń w oparciu o gwarancje pochodzenia, że dany wolumen ciepła posiada status ciepła z OZE.	**Uwaga nieprzyjęta** Dyskusja na ten temat trwa – w kontekście elektryfikacji ciepłownictwa istotne są rozmowy na poziomie dyskusji w Unii Europejskiej, które mają na celu zaliczanie ciepła wytworzonego z energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii jako ciepła z OZE – „zielone ciepło”.
53.	Uwaga ogólna	PGE	W obrębie ustawy o OZE planowane jest wprowadzenie definicji „ciepło odpadowe i chłód odpadowy”. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem będą zobowiązane do przekazywania Prezesowi URE w sprawozdaniach ilości oraz udziału dostarczonego ciepła odpadowego w całkowitej ilości ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych. Ponadto koszty w zakresie budowy, modernizacji i	**Uwaga nieprzyjęta** Zarówno ciepło z kogeneracji, jak i ciepło wytworzone w procesie spalania odpadów nie spełnia wymogów UE, aby zaliczyć go do ciepła odpadowego. Definicja została zmodyfikowana o podkreślenie, że ciepło odpadowe jest produktem ubocznym. Na chwilę obecną zaproponowana definicja jest uznana za wystarczającą.

			przyłączenia źródła ciepła odpadowego wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%, będą mogły zostać odzwierciedlone w taryfach dla ciepła. Mając na uwadze wprowadzane regulacje związane z ciepłem odpadowym należy wskazać, że poza definicją legalną o nieostrym charakterze ustawodawca nie proponuje przepisów, które pozwalają na jednoznaczne określenie jakie rodzaje instalacji, klasy temperaturowe, czynniki przekazujące wykorzystywane do odzyskiwania, pozwalają uznać odpowiedni strumień ciepła za ciepło odpadowe. Wątpliwości budzi również sposób rozliczania ciepła odpadowego w kogeneracji, w kontekście rozdziału od energii cieplnej pochodzącej z ciepła z kogeneracji. W związku z przedstawionymi zagadnieniami pod rozwagę poddajemy ustanowienie rozporządzenia technicznego, które określałoby kryteria zaliczania i parametry pozwalające uznawać ciepło za ciepło odpadowe.	
54.	Uwaga ogólna	PGE, Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	Należy doprecyzować sposób wyznaczania współczynników Qusable oraz SPF dla wzoru stosowanego przy obliczaniu udziału energii odnawialnej w pompach ciepła. Jeżeli metodyka wyznaczania tych współczynników opiera się na wytycznych KE dla pomp ciepła (Dokument „Decyzja Komisji z dnia 1 marca 2013 r. ustanawiająca wytyczne dla państw członkowskich dotyczące obliczania energii odnawialnej z pomp ciepła w odniesieniu do różnych technologii pomp ciepła na podstawie art. 5 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE"), to należy doprecyzować, czy korzystanie ze wskazanych tam	**Uwaga nieprzyjęta** Wymienione w uwadze współczynniki oblicza się zgodnie z uznanymi zasadami techniki i obowiązującymi aktualnie normami, i nie dostrzegamy konieczności dalszego ich precyzowania.

			współczynników HHP i SPF jest obligatoryjne. Kwestia jest istotna, ponieważ opierając się na powyższych współczynnikach (zwłaszcza HHP), otrzymywane są wyniki, które podważają zasadność stosowania pomp ciepła.	
55.	Uwaga ogólna	PGE	**Ocena OSD potencjału systemów ciepłowniczych i chłodniczych** Wytwarzanie i zużycie energii można w większym stopniu na poziomie lokalnym zintegrować poprzez sieć OSD, co minimalizuje inwestycje wymagane do zagwarantowania lokalnych dostaw energii elektrycznej, zwiększa wydajność systemu i odporność sieci. Systemy rozwijane poza siecią dystrybucyjną nie będą w stanie, na optymalnym poziomie kosztów, zapewniać odpowiedniego bezpieczeństwa i jakości dostaw do odbiorców. Sieci dystrybucyjne umożliwiają optymalny rozwój zarówno rozproszonych, jak i scentralizowanych zasobów energii, gwarantując najbardziej wydajną formę dostaw. Ponadto klienci mają możliwość czerpania korzyści, w ramach określonych inicjatyw, sprzedając nadwyżkę energii elektrycznej na rynku energii lub uczestnicząc w programach zarządzania popytem. Dlatego też, sieć OSD ma kluczowe znaczenie dla wszystkich przyłączonych podmiotów, a rozwój instalacji przyłączanych do sieci OSD, jako źródła elastyczności, może przynosić korzyści w zakresie racjonalizacji pracy i rozwoju infrastruktury sieciowej. Dlatego informacje i analizy w tym zakresie mają podstawowe znaczenie przede wszystkim dla planowania pracy i rozwoju sieci OSD, co należy pokreślić w kontekście zobowiązania do przekazywania informacji OSP. Co więcej wydaje się, że OSP powinien wykonać własną ocenę	**Uwaga nieprzyjęta** Dostawa ciepła ograniczona jest do lokalnego rynku, więc nie ma potrzeby wykonywać analizy przez OSP.

			(wymienioną w punkcie 5 art. 10d uPe) – rozszerzoną o „usługi bilansujące” i pełny katalog „innych usług systemowych”.	
56.	Uwaga ogólna	PGE	**Biomasa agro** • Dyrektywa RED II wprowadziła dla biomasy Kryteria Zrównoważonego Rozwoju (KZR) wymagające potwierdzenia systemem certyfikacji krajowej lub systemem certyfikacji dobrowolnej. Biomasa nie spełniająca KZR jest traktowana przez UE jako paliwo kopalne, a więc wymagające udziału w systemie handlu uprawnieniami do emisji oraz nie jest traktowana jako OZE. • Od 1 stycznia 2022 r. obowiązują wymagania dotyczące Kryteriów Zrównoważonej Biomasy w odniesieniu do emisji CO2 – w związku z rozporządzeniem wykonawczym (UE) 2018/2066 KE w sprawie monitorowania i raportowania emisji CO2 (ETS). • W związku z brakiem pełnej implementacji przepisów dyrektywy RED II do krajowego porządku prawnego, KZR nie obowiązują w odniesieniu do OZE. Istnieje jednak w ustawie OZE obowiązek udziału 10% biomasy agro, który nie wynika z wymagań UE. • KE pracuje nad zmianą rozporządzenia w sprawie monitorowania i raportowania emisji w kierunku prolongaty terminu wejścia w życie z 1 stycznia 2022 na 31 grudnia 2022: „ust. 6. W drodze odstępstwa od ust. 5 państwa członkowskie mogą uznać za spełnione kryteria zrównoważonego	**Uwaga wyjaśniona** W zakresie uwagi dotyczącej kryteriów zrównoważonego rozwoju, wyjaśnić należy że przepisem art. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2022 r. o zmianie ustawy - Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw, w ustawie z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1092) dodano art. 141a ust. 1 o brzmieniu: "W okresie od dnia 1 stycznia 2022 r. do dnia 31 grudnia 2022 r. biopaliwa, biopłyny i paliwa z biomasy w rozumieniu art. 3 pkt 21a rozporządzenia Komisji (UE) 2018/2066, wykorzystywane do spalania przez operatora statku powietrznego albo prowadzącego instalację, uznaje się za spełniające kryteria zrównoważonego rozwoju i ograniczania emisji gazów cieplarnianych, o których mowa w art. 38 ust. 5 akapit pierwszy tego rozporządzenia", co rozwiązało problem certyfikowania biomasy w 2022 r. Jednakże uwaga odnosząca się do zagadnienia KZR pozostaje poza zakresem niniejszego projektu, gdyż zagadnienie to jest adresowane w projekcie oznaczonym numerem UC110. W dniu 27 lipca 2022 r. Ustawa została ogłoszona w Dzienniku Ustaw (Dz. U. 2022, poz. 1576). **Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy Przepisem art. 6 pkt 2 ustawy z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1383), dodano do ustawy OZE art. 184j i tym samym został zawieszony do 31 grudnia 2021 r. obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego, o którym mowa w art. 60a ust. 2 tej ustawy.

			rozwoju i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, o których mowa w tym ustępie, w odniesieniu do biopaliw, biopłynów i paliw z biomasy wykorzystywanych do spalania od dnia 1 stycznia 2022 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.” Zapis ma charakter fakultatywny, nie wskazując sposobu w jaki kraj może uznać KZR za spełnione. W ostatnim czasie pojawiają się problemy z dostawami biomasy, zwłaszcza agro z certyfikatem KZR. Brak certyfikacji KZR dla biomasy wiąże się z koniecznością zakupu uprawnień do emisji CO2. Natomiast brak udziału biomasy agro wiąże się z ryzykiem utraty praw majątkowych (zielone certyfikaty). Uwzględniając aktualne ceny energii, biomasy oraz uprawnień do emisji CO2 należy stwierdzić, że nieopłacalne staje się spalanie biomasy agro bez certyfikatu KZR, by uzyskiwać zielone certyfikaty. W związku z tym należy znieść wymagania udziału biomasy agro w ustawie OZE(szczegółowe propozycje w tym zakresie przedstawiamy w uwagach szczegółowych poniżej). W przypadku braku opłacalności spalania biomasy agro w kontekście uzyskania zielonego certyfikatu instalacje odstąpią od spalania biomasy agro w ogóle. Do zaadresowania jest również kwestia skutecznej prolongaty terminu wejścia w życie wymagań KZR w związku z projektowaną zmianą rozporządzenia KE w sprawie monitorowania i raportowania emisji. Zakładając, że intencją KE jest odroczenie wejścia w życie wymagań KZR, z jednoczesnym wskazaniem odpowiedzialności kraju członkowskiego za	

			wdrożenie odstępstwa jako rozwiązania fakultatywnego, należy niezwłocznie rozpocząć prace w tym zakresie.	
57.	Uwaga ogólna	PGE	**Koszty kwalifikowane wybudowania nowej referencyjnej instalacji** W art. 74 ust. 9 ustawy OZE Minister właściwy do spraw klimatu otrzymał delegację do wydania rozporządzenia określającego szczegółowy katalog kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji oraz maksymalne wartości tych kosztów w przeliczeniu na moc zainstalowaną elektryczną instalacji, z podziałem na rodzaje instalacji. Należy podkreślić, że katalog ten powinien dotyczyć jedynie samej instalacji OZE zgodnie z definicją zawartą w art. 2 pkt 13 ustawy OZE. Dodatkowo katalog ten powinien być zgodny z Informacją PURE z dnia 12 października 2018 r.: „Przykłady kosztów niezaliczanych do pomocy inwestycyjnej przeznaczonej na realizację inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii na potrzeby systemów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii". Zwracamy uwagę, że w przypadku hydroenergetyki katalog ten nie powinien zawierać kosztów takich jak: urządzenia wodne służące zachowaniu ciągłości morfologicznej cieku poprzez zapewnienie pełnej drożności budowli dla przemieszczeń fauny wodnej (przepławki, bariery naprowadzające itp.); układ wyprowadzenia mocy, przyłącze elektroenergetyczne; budowle piętrzące (jaz lub zapora wodna) wraz z zamknięciem dopływu wody w tym jazy ulgowe, upusty, progi, zastawki będące urządzeniami hydrotechnicznymi, kraty; budynki i budowle towarzyszące pełniące funkcje niezwiązane z wytwarzaniem energii, np. socjalne, w tym	**Uwaga nieprzyjęta** Rozporządzenie w sprawie szczegółowego katalogu kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji oraz maksymalnych wartości tych kosztów w przeliczeniu na moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii będzie podlegało konsultacjom publicznym w późniejszym okresie i jego treść nie jest przedmiotem tych konsultacji.

			magazyny, warsztaty itp., drogi dojazdowe i place manewrowe, ogrodzenia, oświetlenie zewnętrzne, system zabezpieczający obiekt; ujęcia wody, kanały derywacyjne, rurociągi doprowadzające wodę do turbiny, pomosty (związane z obsługą części hydrotechnicznej).	
58.	Uwaga ogólna	PGNIG S.A	Projekt nie zawiera przepisów w zakresie systemu wsparcia dla biometanu, w tym chociażby obowiązku umarzania świadectw efektywności energetycznej, a także zwolnienia z obowiązku zakupu uprawnień do emisji w szczególności przez wytwórców energii elektrycznej i ciepła, którzy nie będą bezpośrednio kupować biometanu od jego producenta. Wprowadzenie szczegółowych rozwiązań w tym zakresie jest konieczne dla rozwoju rynku biometanu, którego wzrost byłby korzystny m.in. z uwagi na możliwość wykorzystania tego rodzaju paliwa w celu zazielenienie ciepłownictwa.	**Uwaga nieprzyjęta** Należy zwrócić uwagę, że system białych certyfikatów ma służyć poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego. Celem jest ograniczenie zużycia energii u odbiorcy końcowego, zatem wszelkie odliczenia od celu nie wydają się być zasadne w przypadku wykorzystania biometanu w miejsce gazu ziemnego. W ramach UC99 nie przewiduje się również wprowadzania szczegółowych przepisów regulujących zasady zwolnienia z obowiązku zakupu uprawnień do emisji przez wytwórców energii i ciepła stosujących do celów energetycznych biometan. Zgodnie z aktualnymi wymaganiami w tym zakresie (przepisy wykonawcze do dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. *ustanawiającymi system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE,* współczynnik emisji dla biomasy wynosi 0, i jej zastosowanie przez prowadzących instalacje objęte systemem EU ETS, obniżą koszty funkcjonowania w tym systemie. Rozwiązania te obowiązują również w przypadku udokumentowanych transakcji zakupu biometanu.
59.	Uwaga ogólna	PGNIG S.A	Z punktu widzenia całego sektora energetycznego zasadne jest wprowadzenie mechanizmu umożliwiającego zakwalifikowanie energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych z biometanu jako z OZE. Działanie takie byłoby uzasadnione nie tylko potencjalnie na potrzeby przedstawienia takiej informacji odbiorcom końcowym, gdzie takie zadanie ma spełniać mechanizm gwarancji	**Uwaga wyjaśniona** Nie ma potrzeby tworzenia szczegółowych mechanizmów umożliwiających zakwalifikowanie en. elektrycznej lub ciepła wytwarzanych z biometanu jako z OZE. Do tego celu niezbędne jest natomiast właściwe udokumentowanie transakcji z wytwórcą biometanu, co w przypadku wymagań wynikających z wdrażanej dyrektywy REDII

			pochodzenia oraz proponowana w ramach dodawanych w ustawie o odnawialnych źródłach energii w art. 120 ust. 8–10 Ustawy procedura wydawania/umarzania tych gwarancji w przypadku konwersji energetycznej. Rozwiązanie takie miałoby także bardzo duże znaczenie dla potrzeby zazielenia ciepłownictwa w dużych systemach ciepłowniczych. W oparciu o aktualny stan prawny wydaje się konieczne jednoznaczne uregulowanie sytuacji, w której energia wytworzona z biometanu może zostać uznana jako z OZE (szczególnie jeśli do jednostki wytwórczej nie jest dostarczany bezpośrednio biometan). Biorąc pod uwagę przepisy art. 19 dyrektywy RED II, mechanizm gwarancji pochodzenia nie może zostać wprost wykorzystany do tego celu. Dla osiągnięcia takiego celu można rozważyć chociażby wprowadzenie stosownych zmian w projektowanych przepisach dotyczących umów PPA. Jednocześnie niezbędne wydają się zmiany w aktach wykonawczych, które uregulują zagadnienia prawidłowego rozliczania i określania energii z biometanu jako energii z OZE wytwarzanej w odpowiednich jednostkach wytwórczych.	wymaga m.in. posiadania dokumentów potwierdzających spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju. Przepisy w tym zakresie wprowadzane są w ramach prac nad ustawą *o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych i niektórych innych ustaw* (UC110).
60.	Uwaga ogólna	PGNIG S.A	Korzystne byłoby, aby projekt wprowadzał zmiany w systemie wsparcia dla jednostek wykorzystujących biomasę w związku z faktem, że obecny w formie aukcji OZE nie wygenerował nowych, znaczących mocy w systemie elektroenergetycznym, a dla planowanych jednostek nakładane są kolejne nowe obowiązki wynikające z dyrektywy RED II. W związku z powyższym należy rozważyć zmianę modelu wsparcia dla nowych jednostek wykorzystujących biomasę.	**Uwaga nieprzyjęta** Wskazane problemy w zakresie systemów wsparcia dla jednostek wykorzystujących biomasę, możliwych rozwiązań sprzyjających osiągnięciu stabilności i bezpieczeństwa długoterminowych dostaw biomasy z uwzględnieniem uwarunkowań logistycznych, w tym uwarunkowań transportowych oraz możliwości magazynowych, są przedmiotem prac *Zespołu do spraw zwiększenia udziału zrównoważonej biomasy w krajowym systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym*, powołanego w tym celu Zarządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z

			W wyniku wygrania aukcji OZE proponujemy wypłatę wsparcia w formie dopłaty do sprzedawanej energii, na wzór rozwiązania zastosowanego w ustawie CHP, waloryzowanej wskaźnikiem inflacji. Obecna konstrukcja mechanizmu wypłaty wsparcia w formie ujemnego salda (w tym ceny referencyjnej) nie zapewnia wystarczających przychodów dla wytwórcy energii z biomasy. Należy wskazać, że po wygraniu aukcji wytwórca przyjmuje zobowiązanie na 15 lat, sankcjonowane wysokimi karami w przypadku nie wytworzenia energii elektrycznej w co najmniej 85% ilości wskazanej w swojej ofercie. Natomiast wytwórca nie jest w stanie zakontraktować biomasy na okresy dłuższe niż 2 - 3 lata. Nawet jeśli pozyska takie kontrakty, to obecna sytuacja na rynku paliw spowodowała, że dostawcy biomasy „zrywają" takie kontrakty, płacąc kary umowne. Wprowadzenie modelu wypłaty wsparcia w formie dopłaty do sprzedawanej energii (premii dla wytwórcy) w większym stopniu zniweluje ryzyka związane z kontraktacją biomasy.	dnia 26 maja 2022 r. w sprawie powołania Zespołu do spraw zwiększenia udziału zrównoważonej biomasy w krajowym systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym (Dziennik Urzędowy Ministra Klimatu i Środowiska z 2022 r., poz. 21). Zespół wypracuje rekomendacje rozwiązań legislacyjnych i pozalegislacyjnych.
61.	Uwaga ogólna	PGNIG S.A	Należy rozważyć przedłużenie wsparcia operacyjnego dla istniejących instalacji OZE wykorzystujących biomasę, na wzór premii gwarantowanej w systemie CHP. Wsparcie w formie dopłaty do ceny sprzedaży energii elektrycznej, określane każdego roku w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska, uzależnione w szczególności od zmieniającej się ceny biomasy. Dla istniejących instalacji OZE wykorzystujących biomasę, wsparcie w formie świadectw pochodzenia, skończy się po 15 latach. Zatem od tego roku z systemu wsparcia będą „wychodzić" kolejne instalacje biomasowe. W celu pokrycia kosztów operacyjnych (głównie w zakresie zakupu biomasy) proponuje się pilne uruchomienie	**Uwaga nieprzyjęta** Zakładany system wsparcia operacyjnego uwzględnia poziom mocy zainstalowanych jednostek, udział procentowy biomasy agro, czy wypełnianie obowiązków dot. KZR w takim samym stopniu jak istniejące obecnie systemy wsparcia, przede wszystkim FiT/FiP oraz system aukcyjny. Celem projektodawcy nie było wprowadzenie do uOZE zupełnie nowego systemu wsparcia opartego o całkowicie inne założenia, ale takie skonstruowanie systemu wsparcia operacyjnego, by był on jak najbardziej zbliżony do przepisów zawartych w uOZE. Wynika to z faktu, że wytwórcy operujący na rynku znają obecne systemy wsparcia instalacji OZE. Dodatkowo, ze względu na rozmiar rynku instalacji OZE i dużą liczbę instalacji, które mogą skorzystać z systemu wsparcia operacyjnego, jak

			dalszego wsparcia dla tych instalacji. Nowe wsparcie operacyjne powinno uwzględniać różnorodność jednostek (wielkość mocy, wypełnianie obowiązków w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju czy wykorzystania biomasy agro). Proponowane w projekcie aukcje na wsparcie operacyjne nie dostrzegają tych różnic w kosztach funkcjonowania istniejących instalacji wykorzystujących biomasę**.**	również wymóg minimum corocznego monitorowania poziomu kosztów i powiązaną z tym coroczną możliwość wzięcia udziału w aukcji przez tą samą instalację, nie jest możliwa indywidualizacja systemu na wzór premii gwarantowanej w systemie CHP. Należy również zaznaczyć, że ze względu na wysokie ceny energii, projektodawca zdecydował się wprowadzić dla przepisów dotyczących wsparcia operacyjnego vacatio legis do 1 lipca 2025 r.
62.	Uwaga ogólna	PGNIG S.A	Rozwiązania zawarte w projekcie powinny zmierzać do umożliwienia instalacjom wielopaliwowym wykorzystania różnego rodzaju paliw w różnym ich udziale, w szczególności wspólnego spalania biomasy, biopłynów, biogazu, biogazu rolniczego, biometanu, odpadów przemysłowych lub komunalnych (pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych) i ewentualnie paliw kopalnych (z zastrzeżeniem ich maksymalnego udziału w miksie całkowitym użytych paliw). Taka zmiana umożliwi wytwórcom energii elektrycznej i ciepła posiadającym obecnie zdefiniowane w Ustawie dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, instalacje termicznego przekształcania odpadów lub instalacje spalania wielopaliwowego na zmianę używanych paliw w miksie na inne rodzaje stanowiące odnawialne źródła energii, np. w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego współspalającej biomasę z węglem, zamianę węgla na odpady lub w instalacji termicznego przekształcania odpadów współspalającej odpady z węglem, zamianę węgla na biomasę. Otworzy to dodatkowe możliwości	**Uwaga nieprzyjęta** Projektodawca nie przewidział w obecnym projekcie dokonywania zmian we wskazanym zakresie. Zaproponowana modyfikacja nie może zostać przyjęta wprost bez dokonania zasadniczych zmian innych przepisów. Ze względu na wysoki stopień ingerencji w obowiązujące przepisy uwaga wymaga szczegółowej oceny wpływu na jej adresatów oraz przeprowadzenia pełnego procesu konsultacji i uzgodnień w kontekście mechanizmów wspierających wytwarzanie energii z odpadów w instalacjach odnawialnego źródła energii.

			związane z dekarbonizacją sektora oraz zwiększenia udziału energii elektrycznej i ciepła z OZE poprzez wykorzystanie istniejących instalacji w procesie transformacji ciepłownictwa, co znaczące wpłynie na ograniczenie wydatków inwestycyjnych i w efekcie na koszty ponoszone przez wytwórcę energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, co odbije się korzystnie z punktu widzenia odbiorców w cenach ustalanych przez Prezesa URE w taryfach dla ciepła.	
63.	Uwaga ogólna	PGNIG S.A	Wprowadzenie możliwości określania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach OZE, które wytwarzają ciepło w ramach źródeł składających się z wielu jednostek wytwarzających ciepło, przykładowo na wzór metody proporcjonalnej, o której mowa w art. 92 ust. 12 Ustawy czy przepisów rozporządzenia Ministra Energii z dnia 23 września 2019 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania z systemu wsparcia oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga wykracza poza dyrektywę RED II.
64.	Uwaga ogólna	PGNIG TERMIKA	**Wprowadzenie systemu wsparcia dla biometanu** Projekt nie zawiera przepisów w zakresie systemu wsparcia dla biometanu, w tym chociażby obowiązku umarzania świadectw efektywności energetycznej, a także zwolnienia z obowiązku zakupu uprawnień do emisji w szczególności przez wytwórców energii elektrycznej i ciepła, którzy nie będą bezpośrednio kupować biometanu od jego producenta. Wprowadzenie szczegółowych rozwiązań w tym zakresie jest konieczne dla rozwoju rynku biometanu, którego wzrost byłby korzystny m.in. z uwagi na możliwość wykorzystania tego rodzaju paliwa w celu zazielenienie ciepłownictwa.	**Uwaga nieprzyjęta** Należy zwrócić uwagę, że system białych certyfikatów ma służyć poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego. Celem jest ograniczenie zużycia energii u odbiorcy końcowego, zatem wszelkie odliczenia od celu nie wydają się być zasadne w przypadku wykorzystania biometanu w miejsce gazu ziemnego. W ramach UC99 nie przewiduje się również wprowadzania szczegółowych przepisów regulujących zasady zwolnienia z obowiązku zakupu uprawnień do emisji przez wytwórców energii i ciepła stosujących do celów energetycznych biometan. Zgodnie z aktualnymi wymaganiami w tym zakresie

				(przepisy wykonawcze do dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. *ustanawiającymi system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE,* współczynnik emisji dla biomasy wynosi 0, i jej zastosowanie przez prowadzących instalacje objęte systemem EU ETS, obniżą koszty funkcjonowania w tym systemie. Rozwiązania te obowiązują również w przypadku udokumentowanych transakcji zakupu biometanu.
65.	Uwaga ogólna	PGNIG TERMIKA	Wprowadzenie mechanizmu umożliwiającego zakwalifikowanie energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych z biometanu jako OZE Z punktu widzenia całego sektora energetycznego zasadne jest wprowadzenie mechanizmu umożliwiającego zakwalifikowanie energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych z biometanu jako z OZE, nie tylko potencjalnie na potrzeby przedstawienia takiej informacji odbiorcom końcowym, gdzie takie zadanie ma spełniać mechanizm gwarancji pochodzenia oraz proponowana w ramach dodawanych w ustawie o odnawialnych źródłach energii w art. 120 ust. 8–10 procedura wydawania/umarzania tych gwarancji w przypadku konwersji energetycznej. Rozwiązanie takie miałoby bardzo duże znaczenie dla potrzeby zazielenia ciepłownictwa w dużych systemach ciepłowniczych. W oparciu o aktualny stan prawny wydaje się konieczne jednoznaczne uregulowanie sytuacji, w której energia wytworzona z biometanu może zostać uznana jako z OZE (szczególnie jeśli do jednostki wytwórczej nie jest dostarczany bezpośrednio biometan). Biorąc pod uwagę przepisy art. 19 dyrektywy RED II[1], mechanizm gwarancji	**Uwaga nieprzyjęta** Nie ma potrzeby tworzenia szczegółowych mechanizmów umożliwiających zakwalifikowanie en. elektrycznej lub ciepła wytwarzanych z biometanu jako z OZE. Do tego celu niezbędne jest natomiast właściwe udokumentowanie transakcji z wytwórcą biometanu, co w przypadku wymagań wynikających z wdrażanej dyrektywy REDII wymaga m.in. posiadania dokumentów potwierdzających spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju. Przepisy w tym zakresie wprowadzane są w ramach prac nad ustawą *o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych i niektórych innych ustaw* (UC110).

[1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 82 (dalej: **dyrektywa RED II**).

			pochodzenia nie może zostać wprost wykorzystany do tego celu. Dla osiągnięcia takiego celu można rozważyć chociażby wprowadzenie stosownych zmian w projektowanych przepisach dotyczących umów PPA. Jednocześnie niezbędne wydają się zmiany w aktach wykonawczych, które uregulują zagadnienia prawidłowego rozliczania i określania energii z biometanu jako energii z OZE wytwarzanej w odpowiednich jednostkach wytwórczych.	
66.	Uwaga ogólna	PGNIG TERMIKA	**Zmiany w systemie wsparcia dla jednostek wykorzystujących biomasę** Korzystne byłoby, aby Projekt wprowadzał zmiany w systemie wsparcia dla jednostek wykorzystujących biomasę w związku z faktem, że obecny w formie aukcji OZE nie wygenerował nowych, znaczących mocy w systemie elektroenergetycznym, a dla planowanych jednostek nakładane są kolejne nowe obowiązki wynikające z dyrektywy RED II. W związku z powyższym należy rozważyć zmianę modelu wsparcia dla nowych jednostek wykorzystujących biomasę. W wyniku wygrania aukcji OZE proponujemy wypłatę wsparcia w formie dopłaty do sprzedawanej energii, na wzór rozwiązania zastosowanego w ustawie CHP, waloryzowanej wskaźnikiem inflacji. Obecna konstrukcja mechanizmu wypłaty wsparcia w formie ujemnego salda (w tym ceny referencyjnej) nie zapewnia wystarczających przychodów dla wytwórcy energii z biomasy. Należy wskazać, że po wygraniu aukcji wytwórca przyjmuje zobowiązanie na 15 lat, sankcjonowane wysokimi karami w przypadku nie wytworzenia energii elektrycznej w co najmniej 85% ilości wskazanej w swojej ofercie. Natomiast wytwórca nie jest w stanie zakontraktować biomasy na okresy dłuższe niż 2 - 3	**Uwaga wyjaśniona** Wskazane problemy w zakresie systemów wsparcia dla jednostek wykorzystujących biomasę, możliwych rozwiązań sprzyjających osiągnięciu stabilności i bezpieczeństwa długoterminowych dostaw biomasy z uwzględnieniem uwarunkowań logistycznych, w tym uwarunkowań transportowych oraz możliwości magazynowych, są przedmiotem prac *Zespołu do spraw zwiększenia udziału zrównoważonej biomasy w krajowym systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym*, powołanego w tym celu Zarządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 26 maja 2022 r. w sprawie powołania Zespołu do spraw zwiększenia udziału zrównoważonej biomasy w krajowym systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym (Dziennik Urzędowy Ministra Klimatu i Środowiska z 2022 r., poz. 21). Zespół wypracuje rekomendacje rozwiązań legislacyjnych i pozalegislacyjnych

			lata. Nawet jeśli pozyska takie kontrakty, to obecna sytuacja na rynku paliw spowodowała, że dostawcy biomasy „zrywają" takie kontrakty, płacąc kary umowne. Wprowadzenie modelu wypłaty wsparcia w formie dopłaty do sprzedawanej energii (premii dla wytwórcy) w większym stopniu zniweluje ryzyka związane z kontraktacją biomasy.	
67.	Uwaga ogólna	PGNIG TERMIKA	**Przedłużenie wsparcia operacyjnego dla istniejących instalacji OZE** Należy rozważyć przedłużenie wsparcia operacyjnego dla istniejących instalacji OZE wykorzystujących biomasę, na wzór premii gwarantowanej w systemie CHP. Wsparcie w formie dopłaty do ceny sprzedaży energii elektrycznej, określane każdego roku w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska, uzależnione w szczególności od zmieniającej się ceny biomasy. Dla istniejących instalacji OZE wykorzystujących biomasę, wsparcie w formie świadectw pochodzenia, skończy się po 15 latach. Zatem od tego roku z systemu wsparcia będą „wychodzić" kolejne instalacje biomasowe. W celu pokrycia kosztów operacyjnych (głównie w zakresie zakupu biomasy) proponuje się pilne uruchomienie dalszego wsparcia dla tych instalacji. Nowe wsparcie operacyjne powinno uwzględniać różnorodność jednostek (wielkość mocy, wypełnianie obowiązków w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju czy wykorzystania biomasy agro). Proponowane w Projekcie aukcje na wsparcie operacyjne nie dostrzegają tych różnic w kosztach funkcjonowania istniejących instalacji wykorzystujących biomasę.	**Uwaga wyjaśniona** Zakładany system wsparcia operacyjnego uwzględnia poziom mocy zainstalowanych jednostek, udział procentowy biomasy agro, czy wypełnianie obowiązków dot. KZR w takim samym stopniu jak istniejące obecnie systemy wsparcia, przede wszystkim FiT/FiP oraz system aukcyjny. Celem projektodawcy nie było wprowadzenie do uOZE zupełnie nowego systemu wsparcia opartego o całkowicie inne założenia, ale takie skonstruowanie systemu wsparcia operacyjnego, by był on jak najbardziej zbliżony do przepisów zawartych w uOZE. Wynika to z faktu, że wytwórcy operujący na rynku znają obecne systemy wsparcia instalacji OZE. Dodatkowo, ze względu na rozmiar rynku instalacji OZE i dużą liczbę instalacji, które mogą skorzystać z systemu wsparcia operacyjnego, jak również wymóg minimum corocznego monitorowania poziomu kosztów i powiązaną z tym coroczną możliwość wzięcia udziału w aukcji przez tą samą instalację, nie jest możliwa indywidualizacja systemu na wzór premii gwarantowanej w systemie CHP.
68.	Uwaga ogólna	PGNIG TERMIKA	**Umożliwienie instalacjom wielopaliwowym wykorzystania różnego rodzaju paliw w różnym ich udziale**	**Uwaga nieprzyjęta**

			Rozwiązania zawarte w Projekcie powinny zmierzać do umożliwienia instalacjom wielopaliwowym wykorzystania różnego rodzaju paliw w różnym ich udziale, w szczególności wspólnego spalania biomasy, biopłynów, biogazu, biogazu rolniczego, biometanu, odpadów przemysłowych lub komunalnych (pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych) i ewentualnie paliw kopalnych (z zastrzeżeniem ich maksymalnego udziału w miksie całkowitym użytych paliw). Taka zmiana umożliwi wytwórcom energii elektrycznej i ciepła posiadających obecnie zdefiniowane w ustawie o OZE dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, instalacje termicznego przekształcania odpadów lub instalacje spalania wielopaliwowego na zmianę używanych w miksie paliwowym paliw kopalnych na inne rodzaje paliw stanowiących odnawialne źródła energii, np. w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego współspalającej biomasę z węglem, zamianę węgla na odpady lub w instalacji termicznego przekształcania odpadów współspalającej odpady z węglem, zamianę węgla na biomasę. Otworzy to dodatkowe możliwości związane z dekarbonizacją sektora oraz zwiększenia udziału energii elektrycznej i ciepła z OZE poprzez wykorzystanie istniejących instalacji w procesie transformacji ciepłownictwa, co znaczące wpłynie na ograniczenie wydatków inwestycyjnych i w efekcie na koszty ponoszone przez wytwórcę energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, co odbije się korzystnie z	Projektodawca nie przewidział w obecnym projekcie dokonywania zmian we wskazanym zakresie. Zaproponowana modyfikacja nie może zostać przyjęta wprost bez dokonania zasadniczych zmian innych przepisów. Ze względu na wysoki stopień ingerencji w obowiązujące przepisy, uwaga wymaga szczegółowej oceny wpływu na jej adresatów oraz przeprowadzenia pełnego procesu konsultacji i uzgodnień w kontekście mechanizmów wspierających wytwarzanie energii z odpadów w instalacjach odnawialnego źródła energii.

			punktu widzenia odbiorców w cenach ustalanych przez Prezesa URE w taryfach dla ciepła.	
69.	Uwaga ogólna	PGNIG TERMIKA	**Wprowadzenie możliwości określenie wytworzonego ciepła w instalacjach OZE w źródłach składających się z wielu jednostek** Wprowadzenie w całym Projekcie możliwości określania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach OZE, które wytwarzają ciepło w ramach źródeł składających się z wielu jednostek wytwarzających ciepło, przykładowo na wzór metody proporcjonalnej, o której mowa w art. 92 ust. 12 ustawy o OZE czy przepisów rozporządzenia Ministra Energii z dnia 23 września 2019 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania z systemu wsparcia oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.	**Uwaga nieprzyjęta** Projektodawca nie przewidział w obecnym projekcie dokonywania zmian we wskazanym zakresie. Zaproponowana modyfikacja nie może zostać przyjęta wprost bez dokonania zasadniczych zmian innych przepisów. Ze względu na wysoki stopień ingerencji w obowiązujące przepisy, uwaga wymaga szczegółowej oceny wpływu na jej adresatów oraz przeprowadzenia pełnego procesu konsultacji i uzgodnień w kontekście mechanizmów wspierających wytwarzanie energii z odpadów w instalacjach odnawialnego źródła energii.
70.	Uwaga ogólna	SPIUG	III. Energia geotermalna, aerotermalna i hydrotermalna 1. a) W przypadku wykorzystywania energii geotermalnej (nisko, średnio i wysokotemperaturowej) oraz ciepła środowiska (powietrza, wody, gruntu) przy wykorzystaniu pomp ciepła napędzanych energią elektryczną oraz energią z gazu, ich wykorzystywanie uznaje się za spełnienie obowiązku wynikającego z § …… tylko wtedy, gdy – dostarczana jest użytkowa ilość ciepła przynajmniej o rocznym współczynniku efektywności zgodnie z lit. b oraz – pompa ciepła dysponuje licznikami zgodnie z lit. c.	**Uwaga nieprzyjęta** Odnosząc się do części I uznajemy, że obecny zapis dotyczący warunku minimalnej sprawności urządzenia: SPF > 1,15 * 1/η jest wystarczający. Proponowany w części II obowiązek stosowania minimalnego udziału odnawialnych źródeł energii w budynkach nie jest planowany do wprowadzenia na tym etapie. Proponowany zapis wymagałby dodatkowych, znacznych analiz dotyczących kosztów proponowanego rozwiązania, zarówno dla obywateli jak i budżetu państwa.

			b) Roczny współczynnik efektywności SPF w przypadku – pomp ciepła typu powietrze/woda oraz typu powietrze/powietrze wynosi 3,0 (do sprawdzenia i zaktualizowania)a w przypadku wszystkich innych pomp ciepła 4,0. – pomp ciepła gazowych wg. wytycznych U.E Jeśli podgrzewanie wody w budynku odbywa się przy pomocy pompy ciepła albo w znacznej części przy wykorzystaniu innych energii odnawialnych, wówczas roczny współczynnik efektywności w odróżnieniu do zdania 1 w przypadku – pomp ciepła typu powietrze/woda oraz typu powietrze/powietrze wynosi 3,0 a – w przypadku wszystkich innych pomp ciepła wynosi 3,5. – pomp ciepła gazowych wg. wytycznych UE Roczny współczynnik efektywności oblicza się zgodnie z uznanymi zasadami techniki i obowiązującymi aktualnie normami. Obliczeń należy dokonać przy uwzględnieniu współczynnika wydajności pompy ciepła, zapotrzebowania energetycznego pompy celem wykorzystania źródła ciepła, projektowej temperatury na zasilaniu a w przypadku pomp ciepła typu powietrze/powietrze - projektowej temperatury dopływu dla danego urządzenia grzewczego, w przypadku pomp ciepła typu solanka/woda - temperatury wejścia solanki, w przypadku pomp ciepła typu woda/woda - pierwotnej temperatury wejścia wody a w przypadku pomp ciepła typu powietrze/woda oraz typu powietrze/powietrze - dodatkowo przy uwzględnieniu regionu klimatycznego gdzie leży Polska. (do sprawdzenia i zaktualizowania)	

			c) Pompy ciepła muszą posiadać licznik pomiaru ilości ciepła i licznik elektryczny, których odczyty umożliwią obliczenie rocznego współczynnika efektywności pomp ciepła. Zdania 1 nie stosuje się wobec pomp ciepła typu solanka/woda oraz typu woda/woda, jeśli temperatura na zasilaniu urządzenia grzewczego wynosi 350C tzw. ogrzewanie niskotemperaturowe. (do sprawdzenia i zaktualizowania) 2. W przypadku wykorzystywania energii geotermalnej oraz ciepła środowiska przy wykorzystaniu pomp ciepła napędzanych paliwami kopalnymi, ich wykorzystywanie uznaje się za spełnienie obowiązku wynikającego z § …….. tylko wtedy, gdy – dostarczana jest użytkowa ilość ciepła przynajmniej o rocznym współczynniku efektywności 1,2; numer 1 lit. b zdanie 3 i 4 obowiązuje stosownie, oraz – pompa ciepła posiada licznik pomiaru ilości ciepła i licznik paliwowy, których odczyty umożliwią obliczenie rocznego współczynnika efektywności pompy ciepła; numer 1 lit. c zdanie 2 obowiązuje stosownie. (do sprawdzenia i zaktualizowania) W zmianach do ustawy brakuje określenia celu udziału OZE w ogrzewnictwie, zgodnie z założeniami dyrektywy RED II. Proponujemy wprowadzenie następujących zapisów: Obowiązek wykorzystywania energii odnawialnych (1) Właściciele nowo budowanych budynków, zgodnie z § …, (Zobowiązani) muszą pokrywać	

			zapotrzebowanie na ciepło poprzez procentowy udział wykorzystywanie energii odnawialnych zgodnie ze skojarzonymi aktami prawnymi (lub propozycja; w wys. 20.% - ta liczba wymaga zweryfikowania i zdefiniowania w OSR wraz z uzasadnieniem, oraz przygotowania zmian udziału - celów progresywnych następnych latach). (2) Ustawodawca może nałożyć obowiązek wykorzystywania energii odnawialnych w przypadku już wybudowanych budynków. W tym wypadku będą ustalone okresy przejściowe uzależnione od wieku i konstrukcji budynku ujęte w regulacjach w formie rozporządzenia wydanego przez kompetentne do tego ministerstwo). (3) (do zdefiniowania zapis dotyczący obowiązku projektowego dla budynków z zgodnie z § …) § … Zakres obowiązywania obowiązku wykorzystywania energii odnawialnych Obowiązek określony w § … ust. 1 odnosi się do wszystkich budynków o powierzchni użytkowej w wielkości pow. …..m2 (do doprecyzowania i zgrania z zapisami w Prawie Budowlanym), ogrzewanych albo chłodzonych przy wykorzystaniu energii, za wyjątkiem 1. budynków gospodarczych, głównie wykorzystywanych do chowu albo hodowli zwierząt, 2. budynków gospodarczych, o ile zgodnie z ich przeznaczeniem muszą one być obiektami wielkopowierzchniowymi i przez długi okres czasu utrzymywane w otwarciu, 3. budowli podziemnych,	

			4. urządzeń znajdujących się pod szkłem oraz pomieszczeń uprawnych dla celów hodowli, rozmnażania oraz sprzedaży roślin, 5. hal pneumatycznych oraz namiotów, 6. budynków, które przeznaczone są do wielokrotnego rozkładania i składania, oraz prowizorycznych budynków o planowanym okresie użytkowania do dwóch lat, 7. budynków, przeznaczonych do odprawiania mszy oraz do innych celów religijnych, 8. budynków mieszkalnych, przeznaczonych do użytkowania przez okres krótszy niż cztery miesiące w roku, 9. innych budynków gospodarczych, które zgodnie z ich przeznaczeniem ogrzewane są do temperatury wewnętrznej niższej niż 12°C albo ogrzewane są w roku przez okres krótszy niż cztery miesiące i chłodzone są w roku przez okres krótszy niż dwa miesiąc 10. Obiektów wojskowych i obiektów specjalnego przeznaczenia § … Udział procentowy energii odnawialnych (1) W przypadku wykorzystywania energii promieniowania słonecznego stosownie do numeru I załącznika do niniejszej ustawy obowiązek wynikający z § …… uznaje się za spełniony, jeśli zapotrzebowanie na ciepło zostanie pokryte z tego źródła w …….. % (do doprecyzowania, może także biorąc pod uwagę strefę nasłonecznienia) .	

			(2) W przypadku wykorzystywania biomasy gazowej stosownie do numeru II.1 załącznika do niniejszej ustawy obowiązek wynikający z § …… uznaje się za spełniony, jeśli zapotrzebowanie na ciepło zostanie pokryte z tego źródła w 30 %. (3) W przypadku wykorzystywania 1. biomasy płynnej stosownie do numeru II.2 załącznika do niniejszej ustawy oraz 2. biomasy stałej stosownie do numeru II.3 załącznika do niniejszej ustawy obowiązek wynikający z § …….. uznaje się za spełniony, jeśli zapotrzebowanie na energię cieplną zostanie pokryte z tego źródła w 50 % . (4) W przypadku wykorzystywania energii geotermalnej, aerotermalnej oraz hydrotermalnej stosownie do numeru III załącznika do niniejszej ustawy obowiązek wynikający z § …… uznaje się za spełniony, jeśli zapotrzebowanie na ciepło zostanie pokryte z urządzeń do użytkowania takich form energii w 50% § … Zaopatrywanie w ciepło wielu budynków Obowiązek wynikający z § ……. uznaje się za spełniony, jeśli Zobowiązani, których budynki tworzą przestrzenną spójność, pokrywają łącznie swoje zapotrzebowanie na ciepło w zakresie, odpowiadającym sumie poszczególnych zobowiązań zgodnie z § …….. Jeśli Zobowiązani eksploatują w tym celu jedno lub	

			kilka urządzeń wytwarzających ciepło z energii odnawialnych, wówczas mogą żądać od sąsiadów, by ci celem eksploatacji tych urządzeń w niezbędnym i dostosowanym do możliwości zakresie zapewnili służebność ich działek, w szczególności zapewnili wstęp na ich teren, oraz w razie konieczności, za stosowną rekompensata finansową przeprowadzenie instalacji przez ich działki. Dodatkowo, brakuje w ustawie zapisów dotyczących wsparcia dla rozwoju ciepła z OZE, co jest szczególnie ważne dla transformacji sieci ciepłowniczych w celu uniezależnienie się od surowców energetycznych z zewnątrz i zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego odbiorcom: W s p a r c i e f i n a n s o w e § …. Środki wsparcia Wykorzystywanie energii odnawialnych w celu wytworzenia ciepła i chłodu podlega wsparciu ze strony Państwa zgodnie z występującym zapotrzebowaniem w okresie 15 lat od wejścia Ustawy w życie kwotą w wysokości do ……..PLN rocznie. Szczegóły będą regulują przepisy wykonawcze Ministerstwa Klimatu i Środowiska w porozumieniu z Ministerstwem Finansów. Zakres i formy wsparcia dla poszczególnych źródeł OZE będą określone w załączniku ……. § ….. Działania podlegające wsparciu	

			Wsparciu mogą podlegać działania związane z wytwarzaniem ciepła i chłodu, w szczególności budowa, rozbudowa lub modernizacja*: 1. urządzeń wykorzystujących ciepło z energii słonecznej, 2. urządzeń wykorzystujących biomasę oraz biogaz, 3. urządzeń wykorzystujących energię geotermalną, aerotermalną i hydrotermalną 4. systemy magazynowania energii ciepła i chłodu z odnawialnych źródeł energii 5. Urządzenia będące systemami hybrydowymi urządzeń zgodnie z pozycjami 1 do 3 oraz lokalnych sieci cieplnych, miejskich sieci centralnego ogrzewania, magazynów ciepła i stacji przekazu ciepła do jego użytkowników, jeśli zasilane są one również z urządzeń zgodnie z pozycjami 1 do 4. *Wyszczególnienie urządzeń : kolektory słoneczne, hybrydowe kolektory słoneczne PVT, panele fotowoltaiczne PV, pompy ciepła elektryczne i gazowe, turbiny wiatrowe, biogazownie, urządzenia do spalania biomasy i biogazu, elektrownie wodne, gruntowe magazyny ciepła, wodne magazyny ciepła oraz wszystkie inne rozwiązania techniczne i technologiczne pozwalającej dokonywać konwersji każdego rodzaju energii na ciepło i chłód.	
71.	Uwaga ogólna	SPIUG	II. B i o m a s a 1. Biomasa gazowa a) Wykorzystywanie biomasy gazowej uznaje się za spełnienie obowiązku zgodnie z § ……. tylko	**Uwaga nieprzyjęta** Poza zakresem procedowanej ustawy. Definicje biomasy, biopłynu, biogazu i biogazu pochodzenia rolniczego są zawarte w ustawie o OZE i są zgodne z obowiązującymi przepisami na poziomie unijnym.

			wtedy, gdy wykorzystuje się ją w instalacji kogeneracyjnej lub bezpośrednio do zasilania gazowych urządzeń grzewczych. b) Wykorzystywanie biomasy gazowej, przerobionej do jakości gazu ziemnego i doprowadzonej do sieci, uznaje się bez uszczerbku dla lit. a tylko wtedy za spełnienie obowiązku zgodnie z § …….., gdy aa) podczas obróbki i doprowadzenia gazu do sieci – emisje metanu do atmosfery oraz – zużycie prądu zostanie obniżone zgodnie z najlepszymi dostępnymi osiągnięciami techniki z danej chwili oraz bb) ciepło wykorzystywane w procesach technologicznych, niezbędne do wytworzenia i obróbki biomasy gazowej, pozyskane zostanie z energii odnawialnych albo ciepła odpadowego. Zakłada się, że - w przypadku określonym w zdaniu 1 podwójna lit. aa pierwszy myślnik - wymóg zastosowania najlepszych dostępnych osiągnięć techniki jest spełniony, gdy spełnione zostały wymogi jakościowe w odniesieniu do biogazu zgodnie z obowiązującymi normami, w obowiązującej w danej chwili wersji. c) Dowodem w myśl § …….. jest w przypadku określonym w lit. a zaświadczenie rzeczoznawcy, producenta urządzenia albo zakładu specjalistycznego, który zamontował owo urządzenie a w przypadku określonym w lit. b zaświadczenie dostawcy paliwa 2. Biomasa płynna a) Wykorzystywanie biomasy płynnej uznaje się za spełnienie obowiązku zgodnie z § …….. tyko	

			wtedy, gdy wykorzystuje się ją w kotle grzewczym, zgodnie z najlepszymi dostępnymi osiągnięciami techniki. b) wykorzystywanie biomasy płynnej uznaje się za spełnienie obowiązku wynikającego z § …….. tylko wtedy, gdy podczas wytwarzania tejże biomasy w sposób udowodniony zostaną spełnione wymagania, określone w powiązanym z Ustawą Rozporządzeniu w sprawie zrównoważonej produkcji energii i ciepła z Biomasy (do przygotowania). Przed wejściem w życie Rozporządzenia w sprawie zrównoważonej produkcji energii i ciepła z biomasy, wykorzystywanie oleju palmowego sojowego, oraz innych olejów pochodzących z importu spoza UE, rafinowanego i nierafinowanego, nie jest równoznaczne ze spełnieniem obowiązku wynikającego z § …….. d) Dowodem w myśl § ……. jest w odniesieniu do lit. a zaświadczenie rzeczoznawcy, producenta urządzenia albo zakładu specjalistycznego, który zamontował owo urządzenie, a w odniesieniu do lit. b jest nim dowód przewidziany w Rozporządzeniu w sprawie zrównoważonej produkcji energii i ciepła z biomasy. 3. Biomasa stała a) Wykorzystywanie biomasy stałej podczas eksploatacji instalacji paleniskowych w myśl Rozporządzenia w sprawie małych i dużych instalacji paleniskowych (do przygotowania), uznaje się za spełnienie obowiązku wynikającego z § …… tylko wtedy, gdy	

			aa) spełnione zostaną wymogi Rozporządzenia w sprawie małych i dużych instalacji paleniskowych. Kotły na biomasę stałą muszą spełniać co najmniej wymagania określone w rozporządzeniu Komisji (UE) 2015/1189 z dnia 28 kwietnia 2015 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE w odniesieniu do wymogów dotyczących ekoprojektu dla kotłów na paliwa stałe (Dz. Urz. UE L 193 z 21.07.2015, s. 100) oraz wymagania klasy 5 jak zgodnie z PN-EN 303-5. Kotły z ręcznym sposobem zasilania paliwem stałym (kotły zgazowujące drewno) muszą być eksploatowane ze zbiornikiem akumulacyjnym, którego minimalna bezpieczna pojemność jest określona zgodnie ze wzorem „ Pojemność zasobnika" znajdującego się w Rozporządzeniu Komisji (UE) 2015/1189 w odniesieniu do wymogów dotyczących ekoprojektu dla kotłów na paliwa stałe oraz zgodnie z zaleceniami normy PN-EN 303-5:2012. bb) instalacje wykorzystujące biomasę stałą kwalifikują się tylko wtedy, gdy wydajność konwersji osiąga co najmniej następujące wartości: a) 89 procent dla instalacji do ogrzewania lub podgrzewania wody, które służą do wypełnienia obowiązku zgodnie z § ……, b) 85 procent dla instalacji do ogrzewania lub podgrzewanie wody, które nie spełnia obowiązku określonego w § …….., oraz c) 70 procent dla systemów, które nie są wykorzystywane do ogrzewania lub podgrzewania wody.	

			cc) Efektywność konwersji w przypadku kotłów na biomasę to sprawność kotła określona zgodnie z normą PN EN 303-5 2012, w przypadku kotłów na biomasę wydajność spalania określona zgodnie z normą PN EN 14785 oraz w innych przypadkach, które zgodnie z uznanymi zasadami Obliczona wydajność technologii. Dozwolone jest również określenie niższej minimalnej wydajności konwersji dla wymienionych instalacji, jeżeli konieczne jest spełnienie specjalnych wymagań środowiskowych. dd) Dodatkowo źródła ciepła muszą spełniać wymogi aktów prawa miejscowego, o ile takie zostały ustanowione co do kotłów i rodzajów paliwa. bb) zastosowana zostanie wyłącznie biomasa zgodnie Rozporządzeniem w sprawie małych i dużych instalacji paleniskowych (do przygotowania) oraz cc) określona za pomocą metody PN EN 303-5:2012 sprawność kotła w odniesieniu do wykorzystujących biomasę instalacji centralnego ogrzewania – do mocy 50 kW włącznie wyn. pow. …. % i – przy mocy ponad 50 kW wyn. pow. …. %. (do zaktualizowania – wymogi dla kotłów biomasowych) b) Dowodem w myśl § …….. jest zaświadczenie rzeczoznawcy, producenta urządzenia albo zakładu specjalistycznego, który zamontował owo urządzenie.	
72.	Uwaga ogólna	Tauron Polska Energia S.A.	Postulujemy wprowadzenie definicji metanu odnawialnego lub rozszerzenie definicji biometanu o SNG - syntetyczny gaz ziemny, wytworzony na bazie odnawialnego wodoru – zgodnie z zapisem	**Uwaga częściowo przyjęta**

			dyrektywy RED II, wprowadzającej kategorię odnawialnych paliw ciekłych i gazowych pochodzenia nie-biologicznego. Ślad węglowy SNG, wytworzonego przy użyciu energii odnawialnej nie odbiega od śladu węglowego biometanu wytworzonego z biogazu, który jest już zawarty w ustawie. Odnawialny metan w postaci SNG jest istotnym paliwem przejściowym w procesie wodoryzacji gospodarki, umożliwia on dekarbonizację przy użyciu istniejącej infrastruktury gazowej, która nie jest i przez najbliższy czas nie będzie dostosowana do czystego wodoru. Odnawialny metan jest najefektywniejszym nośnikiem odnawialnego wodoru, generującym najniższe koszty transportu i przechowywania wodoru, co zawdzięcza znacznie większej gęstości wodoru w jednostce objętości metanu niż posiada czysty wodór. Konwersja odnawialnego wodoru do SNG i jego transport przy użyciu istniejącej infrastruktury gazowej jest obecnie bardziej efektywnym i tańszym rozwiązaniem od transportu czystego wodoru odnawialnego – skompresowanego lub skroplonego, zwłaszcza na dalsze odległości. Jest to kluczowe rozwiązanie na wczesnym etapie wodoryzacji gospodarki. Brak uwzględnienia odnawialnych paliw gazowych i ciekłych, powstałych na bazie odnawialnego wodoru będzie skutkował zatrzymaniem rozwoju instalacji power-to-gas i power-to-x, spowolnieniem procesu wodoryzacji gospodarki oraz utraty konkurencyjności względem państw Europy zachodniej, gdzie tego typu paliwa są już wspierane. Wprowadzenie proponowanego zapisu jest szczególnie ważne w kontekście obecnej sytuacji	Propozycja definicji biometanu zostanie rozszerzona o pojęcie wodoru odnawialnego, w pozostałej części propozycja wykracza poza zakres regulacji. Definicja pojęcia odnawialne paliwa ciekłe i gazowe pochodzenia niebiologicznego oraz paliwa węglowe pochodzące z recyklingu uregulowane są w przepisach ustawy *o biokomponentach i biopaliwach ciekłych*.

			geopolitycznej. Tego typu rozwiązanie pozwala na wytwarzanie SNG w kraju, zmniejszając zależność Państwa od gazu importowanego, jednocześnie umożliwia uruchomienie wielu rozproszonych wytwórni SNG, zwiększając bezpieczeństwo w zaopatrzeniu w gaz lokalnych społeczności.	
73.	Uwaga ogólna	Tauron Polska Energia S.A	Proponujemy uwzględnienie wodoru pozyskiwanego w wyniku termicznego (bezemisyjnego, innego niż spalanie) przetwarzania odpadów nie przeznaczonych do recyklingu (osady ściekowe, odpady komunalne, RDF, inne) w definicji „wodoru odnawialnego". Ślad węglowy wodoru pozyskanego w ten sposób, w zależności od zastosowanej technologii (np. zgazowanie) może być ujemny. Tego rodzaju zapis będzie stymulował rozwój gospodarki obiegu zamkniętego oraz stanowił istotne wsparcie dla procesu dekarbonizacji i wodoryzacji gospodarki. Istnieją przykłady technologii przetwarzających odpady do zielonego/odnawialnego wodoru w Europie zachodniej, posiadających akredytację DNV (poświadczającej status zielonego/odnawialnego wodoru wynikającego z unikniętej emisji dwutlenku węgla).	**Uwaga nieprzyjęta** Proponowane technologie wytwarzania wodoru odnawialnego wykraczają poza zakres implementacyjny dyrektywy RED II. Ministerstwo Klimatu i Środowiska nie wyklucza jednak prac legislacyjnych we wspomnianym obszarze, przy okazji innych projektów regulujących rynek wodoru.
74.	Uwaga ogólna	Tauron Polska Energia S.A	Mając na uwadze zapisy art. 60a ust. 1 i 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii (z dnia 20 lutego 2015 r. z późniejszymi zmianami) **proponujemy** wprowadzenie dodatkowego **art. 60b.** o następującej treści: ***Art. 60b.*** *W okresie od dnia 1 marca 2022 r. do dnia 31 grudnia 2023 r. minimalny udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego, w łącznym udziale wagowym biomasy o którym mowa w art. 60a ust. 2 pkt 2) wynosi* ***0%.***	**Uwaga częściowo przyjęta** Przepisem art. 6 pkt 2 ustawy z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1383), dodano do ustawy OZE art. 184j i tym samym został zawieszony do 31 grudnia 2021 r. obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego, o którym mowa w art. 60a ust. 2 tej ustawy.

			W ostatnich latach krajowe zasoby biomasy pochodzenia rolniczego nie wystarczały do pokrycia zapotrzebowania wynikającego z zaproponowanych udziałów w ustawie o odnawialnych źródłach energii lub poszczególne rodzaje tej biomasy nie były dopuszczone przez producentów kotłów do spalania w znacznych ilościach ze względu na właściwości fizykochemiczne (duża ilość chloru). W ostatnich latach głównym kierunkiem dostaw biomasy do dedykowanych instalacji spalania biomasy stały się kraje: Białoruś i Ukraina. W obecnej skomplikowanej sytuacji politycznej nie jest możliwe kontunuowanie dostaw biomasy z tych kierunków, co skutkuje brakiem biomasy pochodzenia rolniczego na rynku. Alternatywne, egzotyczne rodzaje biomasy agro, obarczone są istotnym ryzykiem niespełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju i na pewno będą generowały wysoki ślad węglowy podważający celowość wykorzystania ich jako odnawialnego źródła energii. Przy braku możliwości utrzymania udziałów biomasy pochodzenia rolniczego na określnym ustawowo poziomie koniecznym będzie wstrzymanie pracy dedykowanych instalacji spalania biomasy. Jednostki dedykowane na paliwo biomasowe nie mają ograniczeń w dostawach paliw węglowych i mogą stanowić dla krajowego systemu elektroenergetycznego niezależne od czynników atmosferycznych stabilne źródło wytwarzania energii elektrycznej z OZE, które powinno być podtrzymywane a nie ograniczone przez udział biomasy pochodzenia rolniczego.	
75.	Uwaga ogólna	Tauron Polska Energia S.A	Dotyczy wprowadzenia definicji „partnerski handel energią z odnawialnych źródeł energii”:	**Uwagi częściowo przyjęte**

			• proponujemy dodanie regulacji dotyczących opłat dystrybucyjnych, na jakich warunkach i od jakiej energii będą naliczane i w jaki sposób rozliczane; • należy doprecyzować czy uczestnik P2P może jednocześnie sprzedawać nadwyżki ee do sprzedawcy (zobowiązanego lub wybranego) lub korzystać z rozliczenia prosumenckiego; • należy doprecyzować jaka jest rola sprzedawcy zobowiązanego w systemie w P2P; • należy określić zasady pomiędzy POB uczestników P2P.	Celem ustawodawcy było nakreślenie jedynie podstawowych ram prawnych i umożliwienie rozwoju rynku P2P w sposób swobodny. Jednocześnie dookreślone zostaną przepisy w zakresie zasad współpracy uczestników handlu P2P z właściwymi Podmiotami Odpowiedzialnymi za Bilansowanie.
76.	Uwaga ogólna	Tauron Polska Energia S.A	Dotyczy gwarancji pochodzenia: • z zapisu Art. 1 ustęp 79) pkt. b) (art. 122 ust.3a) nie wynika jasno czy zapis należy rozumieć tak, że przez okres 6 miesięcy nieważności gwarancji będzie możliwość ich umorzenia – proponujemy doprecyzowanie; • z zapisu Art. 1 ustęp 81) pkt. c) (art. 124 ust.11) nie wynika jasno czy podmiot, na którego rzecz gwarancje zagraniczna zostanie przeniesiona ma możliwość dowolnego nią dysponowania (odsprzedaż lub umorzenie) – proponujemy doprecyzowanie; • w zakresie gwarancji pochodzenia wodoru produkowanego w układach skojarzonych z OZE rekomendujemy pominięcie uzyskiwania gwarancji pochodzenia energii elektrycznej w celu uproszczenia procedury i rozliczanie gwarancji pochodzenia dla wodoru na jednym wniosku wraz z energią.	**Uwagi częściowo przyjęte.** **Wwaga przyjęta** w zakresie okresu ważności gwarancji pochodzenia Przepisy jednoznacznie wskazują, iż gwarancja pochodzenia jest ważna przez okres 12 miesięcy od dnia wytworzenia energii, a umorzona może zostać w okresie 18 miesięcy od dnia wytworzenia energii. Niemniej jednak dokonano zmiany w przepisach, dzięki którym doprecyzowano kwestie umorzenia i wygaszenia w rejestrze takich gwarancji pochodzenia. **Uwaga wyjaśniona** w zakresie zagadnienia dysponowania gwarancjami Zgodnie z projektowanym art. 123 ust. 5 uznanie przez Prezesa URE zagranicznej gwarancji pochodzenia jest warunkiem wprowadzenia jej do rejestru gwarancji pochodzenia. Omawiany ustęp nie zakłada żadnych szczególnych ograniczeń względem takich gwarancji pochodzenia i taki też był cel projektodawcy. W momencie wprowadzenia takiej gwarancji pochodzenia do rejestru jest traktowana jak każda inna gwarancja pochodzenia zawarta w tym rejestrze. **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie zagadnienie wodoru

				Z uwagi na wczesny etap rozwoju rynku wodór takie rozwiązanie na ten moment nie jest brane pod uwagę w toku prac nad projektem ustawy.
77.	Uwaga ogólna	Tauron Polska Energia S.A	Dotyczy klastrów: • z zapisu Art. 1 ustęp 94) pkt. 2 (art. 184j ust.2) nowelizacji wynika że prosument nie może korzystać z rozliczeń ”klastrowych” jednocześnie prosument może być członkiem klastra, z uwagi na brak wykluczenia – należy uzgodnić; naszym zdaniem rozwój klastrów energii jest obszarem, który może istotnie wesprzeć przyrost mocy OZE. Proponowane korzyści wydają się dość niewielkie dla przyśpieszenia procesu, szczególnie biorąc pod uwagę konieczność rozwoju magazynowania energii. Rekomendujemy precyzyjne wyspecyfikowanie korzyści umożliwiających przygotowanie uzasadnienia biznesowego dla inwestycji w źródła OZE dla klastrów.	**Uwaga nieprzyjęta** Katalog uczestników klastra energii jest otwarty i obejmuje osoby fizyczne, osoby prawne oraz jednostki organizacyjne niebędące osobami prawnymi, którym odrębna ustawa przyznaje zdolność prawną. Uczestnikiem porozumienia może być także prosument. Fakt niekorzystania z systemu wsparcia dla klastrów energii w przypadku, gdy korzysta on z rozliczeń w formie opustu nie ogranicza mu prawa do współpracy w ramach klastra energii. Jednak system opustu jest na tyle odrębny, że nie powinien być uwzględniany w rozliczeniach z tytułu przynależności do klastra energii. Szczegółowe korzyści dla członków klastra wynikają z przyjętego modelu wsparcia, w oparciu o który członkowie klastra powinni sporządzić analizy opłacalności inwestycji w tym modelu działania. Rozwój magazynowania energii wprost wynika z wymogów uzyskania wsparcia. Należy podkreślić, że z działalnością klastrów wiążą się następujące korzyści związane z ich działaniem na lokalnym rynku energetycznym: a) wzrost liczby instalacji produkujących energię elektryczną i cieplną, w tym odnawialnych w Krajowym Systemie Energetycznym, b) zwiększenie samowystarczalności energetycznej obszarów działalności klastrów energii, c) poprawa lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, d) ograniczenie nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży, e) zmniejszenie kosztów bilansowania systemu, poprzez zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania, a także obniżenie strat przesyłowych w wyniku

				pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami produkcji energii, w tym w szczególności z OZE.
78.	Uwaga ogólna	Tauron Polska Energia S.A	Proponowane przepisy w zakresie dot. klastrów energii częściowo pokrywają się z propozycjami przepisów dotyczących usług elastyczności w projekcie UC74 (m.in. implementacja art. 32 dyrektywy 2019/944) i w naszej ocenie powinny być ze sobą uspójnione. Zaproponowane przepisy dot. klastrów energii budzą wątpliwość co do ich zgodności z zapisami dyrektyw 2019/944 i 2018/2001, ponieważ przy zaproponowanym obszarze działania klastra energii nie widać związku przyczynowo skutkowego pomiędzy ograniczeniem kosztów sieciowych, a rabatami w usłudze dystrybucyjnej (możliwy obszar działania klastra, a więc również obszar bilansowania generacji i poboru jest za duży i przez to nie jest powiązany z lokalnie funkcjonującą siecią dystrybucyjną). W takiej sytuacji wątpliwe jest spełnienie warunku adekwatnego ponoszenia kosztów sieciowych i można mówić o subsydiowaniu skrośnym pomiędzy grupami odbiorców (jedni odbiorcy obciążani są kosztami innych odbiorców).	**Uwaga przyjęta** w zakresie dot. klastrów energii i projektu UC74 W tym zakresie usunięto przepisy z projektu. Dodatkowo należy wyjaśnić, że MKiŚ prowadzi analizy mające na celu ustalenie katalogu usług elastyczności oraz ich ewentualnego wpływu. Należy również podkreślić, że zgłaszający uwagę nie wyjaśnił na czym polega brak spójności między przedmiotowym projektem a projektem UC74 **Uwaga nieprzyjęta w** zakresie braku związku przyczynowo skutkowego pomiędzy ograniczeniem kosztów sieciowych, a rabatami w usłudze dystrybucyjnej Proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych: a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży, b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez: • zmniejszenia zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania, • obniżenia strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami, c) zwiększenia samowystarczalności energetycznej obszarów, d) poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego. Korzyści zostały wskazane w OSR projektu. Ograniczenia kosztów sieciowych wprost wynikają z konieczności zapewnienia magazynów energii przez członków klastra energii, aby skorzystać z systemu wsparcia. Należy zwrócić uwagę na wymogi udzielenia wsparcia dla klastra poprzez określony poziom autokonsumpcji oraz wymóg posiadania magazynu energii. Bez systemu wsparcia członkowie klastra nie będą zainteresowani

				kosztownymi inwestycjami w magazyn energii i tworzeniem zaawansowanych modeli wytwarzania i zużywania energii w ramach działalności klastra.
79.	Uwaga ogólna	Tauron Polska Energia S.A	Wydaje się również, że konieczne jest dookreślenie relacji umownych pomiędzy podmiotami – stronami porozumienia klastra, sprzedawcą i OSD. Dane pomiarowe winny być udostępniane przez OSD (a po uruchomieniu CSIRE przez OIRE) koordynatorowi klastra i sprzedawcy na postawie stosunku umownego	**Uwaga przyjęta** W projektowanej regulacji dane pomiarowe będą przekazywane przez Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Jednym z głównych zadań OIRE będzie przetwarzanie (pozyskiwanie oraz udostępnianie) danych pomiarowych uczestników rynku energii, w tym odbiorców końcowych, prosumentów oraz wytwórców OZE.
80.	Uwaga ogólna	Tauron Polska Energia S.A	Proponujemy, aby przedstawione propozycje regulacji w zakresie klastrów energii w pierwszej kolejności zostały przetestowane w wybranych projektach pilotażowych np. w ramach planowanego mechanizmu piaskownic regulacyjnych (projekt UC74). Brak ograniczenia ilości klastrów i brak realnych ograniczeń co do wielkości obszarów bilansowania (brak powiązania z siecią i brak lokalnego charakteru) może spowodować, że będą powstawały klastry dla klastrów np. po to, aby uzyskać rabat na usługach dystrybucyjnych lub dostęp do licznika AMI poza harmonogramem wynikającym z ustawy, nie przyczyniając się jednocześnie do obniżenia kosztów systemu elektroenergetycznego i optymalizacji jego pracy. Przedstawione nowatorskie rozwiązania regulacyjne dot. klastrów energii idealnie wpisują się w ideę piaskownic regulacyjnych w zakresie umożliwienia podmiotom gospodarczym działania w bezpiecznym środowisku testowym w celu eksperymentowania z	**Uwaga nieprzyjęta** Zakłada się powstanie 300 klastrów do roku 2030 r. Działanie klastra w formule piaskownicy regulacyjnej nie wydaje się zasadnie, a uwaga nie wyjaśnia w jaki sposób miałoby się to konkretnie odbywać. Klastry powinny realizować, oprócz korzyści ekonomicznych, wskazane w definicji cele, które należą do celów publicznych. Nadzór nad działalnością prowadzić będzie Prezes URE poprzez rejestr i kontrolę sprawozdawczości. Proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych: a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży, b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez: • zmniejszenia zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania, • obniżenia strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami,

			danym projektem lub usługą na specjalnych zasadach. Taki mechanizm jest stosowany w branży energetycznej w wielu krajach, np. w Wielkiej Brytanii, Francji, Holandii. Przedmiotowa propozycja umożliwiłaby dostosowanie proponowanych rozwiązań teoretycznych do praktycznych potrzeb OSD i praktycznych możliwości klastrów energii, bez zagrożeń dla innych uczestników rynku energii. Niewątpliwie istotna jest również w tym procesie (w mechanizmie piaskownic regulacyjnych) kontrolna rola Prezesa URE.	c) zwiększenia samowystarczalności energetycznej obszarów, d) poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego. Korzyści zostały wskazane w OSR projektu. Ograniczenia kosztów sieciowych wprost wynikają z konieczności zapewnienia magazynów energii, aby skorzystać z systemu wsparcia. Projektodawca nie podziela obawy, aby klastry powstawałyby tylko po to, aby uzyskać rabat na usługach dystrybucyjnych lub dostęp do licznika zdalnego odczytu poza harmonogramem wynikającym z ustawy Prawo energetyczne, nie przyczyniając się jednocześnie do obniżenia kosztów systemu elektroenergetycznego i optymalizacji jego pracy jest nieuzasadniona. Wymogi uzyskania wsparcia wymagają np. inwestycji w magazyn energii. W projektowanej regulacji Projektodawca proponuje system wsparcia klastrów energii, który odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych: a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży, b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez: • zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania, • obniżenie strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami, c) zwiększenia samowystarczalności energetycznej obszarów, d) poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego.

				W odniesieniu do piaskownic regulacyjnych, koncepcja klastra energii nie wpisuje się w model piaskownicy regulacyjnej zaproponowanej w odrębnym projekcie UC 74. Projekt ten, w brzmieniu po zakończeniu etapu konsultacji, przewiduje odstępstwa w zakresie: 1) obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, o której mowa w art. 9g ust. 8, o ile działalność podmiotu w zakresie objętym decyzją, o której mowa w ust. 1, nie obejmuje połączeń z innymi krajami; 2) obowiązku uzgadniania z Prezesem URE projektu planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 13; 3) warunków uzyskania i prowadzenia działalności objętej koncesją, o których mowa w art. 32 i art. 35–37; 4) obowiązku przedłożenia do zatwierdzenia Prezesowi URE taryfy, o którym mowa w art. 47 ust. 1, w przypadku gdy wnioskodawca nie jest operatorem systemu dystrybucyjnego. Sama działalność w ramach klastra energii nie wpisuje się w założenia tzw. piaskownicy regulacyjnej.
81.	Uwaga ogólna	SEO	W projektowanych przepisach pojawia się kilka ograniczeń w zakresie możliwości przeniesienia, jak również umorzenia, gwarancji pochodzenia: 1) W przypadku ciepła i chłodu, gwarancja pochodzenia może zostać przeniesiona jedynie na rzecz podmiotu przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej (lub zgodnie z naszą rekomendacją: do danej sieci ciepłowniczej musi być przyłączony co najmniej jeden odbiorca inny niż podmiot wytwarzający energię); 2) W przypadku procesu konwersji, gwarancja pochodzenia dla energii pierwotnej, może zostać	**Uwaga wyjaśniona** w zakresie gwarancji pochodzenia ciepła i chłodu Wyłączna możliwość przeniesienia gwarancji pochodzenia jedynie na rzecz podmiotu przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej jest wynikiem charakteru „wyspowego" takich sieci. **Uwaga przyjęta** w zakresie konwersji W toku analizy uwag zgłoszonych do obszaru gwarancji pochodzenia, projektodawca postanowił zrezygnować z tego ograniczenia. **Uwaga przyjęta** w zakresie umowy PPA Wykreślono projektowany przepis art. 120 ust. 7 i 9 uOZE. W rezultacie utrzymana zostaje swoboda rynkowego obrotu gwarancjami pochodzenia.

			przeniesiona jedynie pomiędzy stronami umowy PPA; 3) W przypadku umowy PPA, przeniesienie może zostać zrealizowane jedynie na rzecz odbiorcy – drugiej strony umowy (intencja wyrażona w uzasadnieniu, nie znajdująca obecnie odzwierciedlenia w projekcie – osobna uwaga i rekomendacja do wykreślenia tej zmiany); - mając na uwadze konieczność zapewnienia płynności obrotu w ramach rejestru gwarancji pochodzenia, rekomendowanym rozwiązaniem jest składanie przez posiadacza gwarancji pochodzenia wydającego dyspozycję jej przeniesienia lub umorzenia oświadczenia pod rygorem odpowiedzialności, zgodnie z którym przeniesienie lub umorzenie odbywa się zgodnie z obowiązującymi przepisami. Jednocześnie należy umożliwić Prezesowi URE przeprowadzanie weryfikacji poprawności tych czynności rejestrowych.	
82.	Uwaga ogólna	SEO	**System zielonych certyfikatów** Zasadniczą zmianą przewidzianą w Projekcie w obszarze systemu zielonych certyfikatów jest modyfikacja art. 47 ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (dalej: „Ustawa OZE") oraz uchylenie art. 47 ust. 7. Ma ona na celu odblokowanie możliwości uiszczania opłaty zastępczej przez podmioty zobowiązane do umarzania zielonych certyfikatów pod warunkiem, że w dacie przedstawienia Prezesowi URE świadectw do umorzenia miesięczna cena średnioważona praw majątkowych nie będzie niższa od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej. Biorąc pod uwagę, że sposób obliczania opłaty zastępczej nie ulega modyfikacji w ramach Projektu, a	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.

			więc opłata ta w danym roku stanowi 125 % średnioważonej ceny rocznej uwzględniającej transakcje z poprzedniego roku kalendarzowego, w ocenie Stowarzyszenia projektowany mechanizm przyczyni się do ograniczenia wahań cen zielonych certyfikatów na rynku i obserwowanych w ostatnim okresie jej znaczących wzrostów. 2 Jednocześnie mechanizm, zgodnie z którym opłaty zastępczej nie można uiszczać w przypadku, gdy cena miesięczna jest niższa od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej, pozwoli na ograniczenie silnych spadków cen tych instrumentów wsparcia w perspektywie krótkoterminowej. Stoimy na stanowisku, że projektowany mechanizm ma szansę przyczynić się do stabilizacji i utrzymania cen na akceptowalnych poziomach zarówno dla wytwórców, jak i podmiotów zobowiązanych. Powyższe będzie jednak możliwe jedynie wówczas, gdy rynek będzie odpowiednio zbilansowany w zakresie podaży i popytu zielonych certyfikatów. Kluczowym mechanizmem służącym do regulowania tych parametrów pozostaje określanie poziomu obowiązku umarzania zielonych certyfikatów. Kształtując go należy brać pod uwagę między innymi bieżące i prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną, moce wytwórcze funkcjonujące w ramach tego systemu w kolejnych latach oraz dane dotyczące bieżącej i prognozowanej produktywności poszczególnych technologii wytwórczych. Z uwagi na aktualną strukturę mocy zainstalowanej w podziale na poszczególne tech-	

			nologie, najistotniejszym parametrem determinującym podaż tych instrumentów pozostaje wietrzność. Rodzaj instalacji OZE **2017** **2018** **2019** **2020** Biogaz 1 035 254,601 1 010 937,483 932 637,188 635 537,773 Biomasa 3 514 789,021 4 084 445,101 4 942 446,242 2 295 923,186 PV 81 706,723 95 803,210 93 661,383 66 621,733 Wiatr 14 951 718,568 12 793 466,739 14 990 716,052 11 412 176,088 Hydroenergia 809 875,423 575 731,628 466 697,556 345 403,795 Współspalanie 1 000 565,525 841 994,111 1 012 975,256 702 303,064 **Łącznie** **21 393 909,861** **19 402 378,272** **22 439 133,677** **15 457 965,639**	
83.	Uwaga ogólna	SEO	**System gwarancji pochodzenia** Jednym z istotnych elementów projektowanej nowelizacji jest obszar gwarancji pochodzenia, w ramach którego dokonywanych jest szereg korzystnych zmian wynikających z zapisów Dyrektywy RED II, jak również kierunkowych zmian zawartych w projekcie aktualizowanej normy CEN EN 16325. Zmiany te obejmują między innymi rozszerzenie systemu gwarancji pochodzenia o nowe nośniki energii, takie jak energia ciepła oraz chłodu z odnawialnych źródeł energii, czy zielony wodór i biometan, oraz szereg modyfikacji związanych z implementacją wymogów wynikających z Dyrektywy RED II, ukierunkowanych między innymi na możliwość synchronizacji polskiego systemu gwarancji pochodzenia z *Association of Issuing Bodies* (dalej: „AIB"). Zgodnie z projektowanym ust. 2c – 2d oraz 11a w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzana jest definicja umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, która może zostać zawarta bezpośrednio pomiędzy wytwórcą, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20	**Uwaga uwzględniona** W obszarze gwarancji pochodzenia oraz umów PPA – uwaga uwzględniona - wykreślono projektowany przepis art. 120 ust. 7 i 9 uOZE. W rezultacie utrzymana zostaje swoboda rynkowego obrotu gwarancjami pochodzenia. W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.

			lutego 2015 5 r. o odnawialnych źródłach energii a odbiorcą (dalej: „umowa PPA"). Jednocześnie intencją projektodawcy wyrażoną w uzasadnieniu, częściowo znajdującą odzwierciedlenie w projektowanym art. 120 ust. 7 jest, by wytwórca będący stroną takiej umowy i jednocześnie podmiotem, który występuje o gwarancje pochodzenia nie miał możliwości zbycia tej gwarancji na korzyść innego podmiotu niż ten, który również jest stroną tej umowy. Uzasadnieniem jest charakter umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, która wiąże obie strony konkretnym zobowiązaniem. W ocenie Stowarzyszenia nie jest zasadne ograniczanie swobody rynkowego obrotu gwarancjami pochodzenia. Podkreślenia wymaga, że obecnie stanowią one odrębny strumień przychodów wytwórców energii z instalacji odnawialnych źródeł energii, a obligatoryjne przekazywanie tych instrumentów w ramach umowy PPA doprowadziłoby do marginalizacji ich wartości. Jednocześnie osiąganie przychodów z tytułu zbycia gwarancji pochodzenia przez inwestorów realizujących projekty OZE podnosi poziom ich konkurencyjności w procesie zabezpieczania taryfy w systemie aukcyjnym, w konsekwencji przekładając się na zmniejszenie kosztów związanych z funkcjonowaniem systemów wsparcia, przyznających pomoc publiczną w formule konkurencyjnej. Obligatoryjne przekazywanie gwarancji pochodzenia z jednej strony uszczupli potencjalne przychody uzyskiwane przez wytwórców energii z instalacji odnawialnych źródeł energii, z drugiej zaś znacząco ograniczy obrót gwarancjami pochodzenia na Towarowej Giełdzie Energii i ich ogólną dostępność. Powyższe postrzegamy więc jako zjawisko negatywne	

			zarówno z punktu widzenia interesu wytwórców, jak również płynności obrotu. Powyższe może stanowić istotny problem również z punktu widzenia przemysłu, w związku ze zmodyfikowanym na mocy *ustawy z dnia 9 lutego 2022 r. o zmianie ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych* systemem rekompensat. Podmioty zainteresowane otrzymaniem wsparcia muszą spełnić jeden z trzech warunków określonych w tej ustawie. Jednym z nich jest wykazanie, że w roku kalendarzowym, za który zostały przyznane rekompensaty, co najmniej 30% energii elektrycznej, w odniesieniu do której uzyskano rekompensaty, została wytworzona ze źródeł zapewniających całkowite uniknięcie emisji gazów cieplarnianych. Może to zostać zrealizowane poprzez uzyskanie potwierdzenia umorzenia gwarancji pochodzenia. Podkreślić należy, że ograniczenie obrotu gwarancjami pochodzenia i obligatoryjne przekazywanie oraz umarzanie tych instrumentów może znacząco utrudnić możliwość pozyskania tych instrumentów na potrzeby spełnienia przywołanych kryteriów przyznania wsparcia. Dodatkowo, odnosząc się do kwestii dostępności gwarancji pochodzenia, konieczne w ocenie Stowarzyszenia jest umożliwienie dalszego rozwoju sektora energetyki wiatrowej na lądzie poprzez dokończenie procesu zmian w *Ustawie z dnia 20 maja o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych* (dalej: „Ustawa o inwestycjach") w zakresie liberalizacji kryterium odległościowego. Podkreślić należy, że sektor ten dysponuje największym potencjałem w zakresie możliwości zapewnienia dostaw zielonej energii, po akceptowalnych cenach. Jednocześnie w związku z brakiem	

			możliwości rozwijania nowych projektów wiatrowych spowodowanym ograniczeniami lokalizacyjnymi wynikającymi z *Ustawy z dnia 20 maja o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych*, na rynku pozostaje jednak coraz mniej dostępnych 6 projektów. Co więcej, ze względu na obowiązywanie przywołanych ograniczeń lokalizacyjnych spodziewać należy się powstania wieloletniej luki w zakresie dostępności projektów elektrowni wiatrowych znajdujących się w fazie rozwoju. Mając na uwadze występującą w Polsce rozproszoną zabudowę oraz świadomość, że cykl przygotowania projektów do fazy gotowej do realizacji wynosi w przybliżeniu 5 - 6 lat, to właśnie tyle wyniósłby potencjalny przestój, który powstanie w przypadku alokacji istniejących projektów w ramach wolumenów aukcji przeprowadzanych w najbliższych latach. Mając na uwadze powyższe rekomendujemy, by swoboda obrotu i realizowania czynności rejestrowych dla gwarancji pochodzenia nie były ograniczane. Ponadto, odnosząc się do kwestii związanych z finansowaniem składki członkowskiej w AIB, podkreślić należy, iż zasadniczym celem przystąpienia Urzędu Regulacji Energetyki, jako organu wydającego gwarancje pochodzenia w Polsce, do europejskiego stowarzyszenia zrzeszającego podmioty wydające gwarancje pochodzenia AIB, jest uzyskanie płynnego obrotu tymi instrumentami pomiędzy rynkiem polskim a zagranicznymi. System gwarancji pochodzenia stanowi immanentny element sektora odnawialnych źródeł energii w Polsce, a jego konsekwentny i harmonijny rozwój przyczynia się do stabilizowania ram funkcjonowania poszczególnych systemów wsparcia i co za tym idzie	

			pozwala na długofalowe zabezpieczenie udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym systemie. Koszty członkostwa w *AIB* pozostają tym samym warunkiem poprawnej, w wymiarze materialnym, implementacji ogółu zobowiązań dotyczących krajowych regulacji sektora odnawialnych źródeł energii, wynikających z Dyrektywy RED II, jednocześnie wpisując się w założenia, jakie przyjęto dla funkcjonowania mechanizmu opłaty OZE. Podkreślenia wymaga, że członkostwo Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w AIB pozostaje kluczowe dla właściwego wywiązywania się tego podmiotu ze sprawnej realizacji czynności w zakresie uznawania gwarancji pochodzenia oraz ich transgranicznego obrotu. Powyższe wynika z faktu, że implementacja aktualizacji normy *PN-EN 16325,* w wypracowanym obecnie kształcie projektu tego dokumentu, spowoduje całkowite ograniczenie eksportu gwarancji pochodzenia w formie dokumentów poświadczających umorzenie gwarancji pochodzenia na rzecz podmiotów z innych krajów Unii Europejskiej (procedura tzw. *ex-domain cancellation,* polegająca na dokonaniu umorzenia gwarancji pochodzenia znajdującej się w polskim rejestrze na rzecz podmiotu znajdującego się w innym kraju, bez dokonania przekazania gwarancji pochodzenia z polskiego rejestru do rejestru w innym kraju). Aby zobrazować znaczenie przywołanych zmian oraz skalę potencjalnego wpływu na wolumen obrotu tych instrumentów w Polsce należy odnotować, że prawie 75% dokonywanych umorzeń za 2019 rok w Rejestrze Gwarancji Pochodzenia odbywała się przy zastosowaniu powyższego mechanizmu i dotyczyła podmiotów zagranicznych (11,5 TWh z 15,5 TWh umorzeń za rok	

			2019). Wykluczenie powyższego mechanizmu oznaczać będzie konieczność przekazywania znaczących wolumenów gwarancji pochodzenia do innych krajów członkowskich w celu ich umorzenia, co obecnie nie jest realizowane. Powyższe spowoduje wystąpienie znaczących obciążeń administracyjnych po stronie Urzędu Regulacji 7 Energetyki, z uwagi na konieczność weryfikacji wniosków o uznanie gwarancji pochodzenia z zagranicy oraz dokonywanie bilateralnych uzgodnień w zakresie parametrów gwarancji pochodzenia pomiędzy Polską a innymi krajami. W naszej ocenie doprowadzi to do niewydolności systemu gwarancji pochodzenia, związanej z koniecznością przekazywania gwarancji pochodzenia do podmiotów zagranicznych i uznawania ich w innych rejestrach. W ocenie Stowarzyszenia członkostwo w AIB jest *de facto* narzędziem zapewniającym Urzędowi Regulacji Energetyki możliwość realizacji ustawowych zadań podejmowanych przez ten urząd w zakresie przede wszystkim transgranicznej wymiany gwarancji pochodzenia. Dlatego uzasadnione wydaje się, aby to właśnie Urząd Regulacji Energetyki ponosił koszty składki członkowskiej, podobnie jak ma to miejsce w przypadku kosztów związanych z obsługą Internetowej Platformy Aukcyjnej, a koszty te powinny być odpowiednio ujęte w limitach wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Prezesa URE wynikających z niniejszej ustawy. Uwagi szczegółowe do projektowanych zmian w zakresie systemu gwarancji pochodzenia zostały	

			przedstawione w formie tabelarycznej w załączeniu do niniejszego pisma.	
84.	Uwaga ogólna	SEO	**Terminy aukcyjne** Projekt przewiduje modyfikację art. 74 ust. 1 pkt 1 oraz art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE, mającą na celu zrównanie sytuacji inwestorów fotowoltaicznych z inwestorami wiatrowymi i wydłużenie do 33 miesięcy odpowiednio maksymalnego wieku urządzeń wykorzystywanych w ramach instalacji oraz terminu sprzedaży energii po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego. Projektodawca uzasadnia powyższe potrzebą uwzględnienia z jednej strony odległych terminów realizacji przyłącza proponowanych przez operatorów sieci, z drugiej zaś uwarunkowań rynkowych związanych z opóźnieniami w realizacji zamówień przez dostawców komponentów. W ocenie Stowarzyszenia konieczne jest umożliwienie uzyskania przez wytwórców, których oferty wygrały aukcję na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii, niezależnie od wykorzystywanej technologii, dodatkowego wydłużenia o 6 miesięcy terminu realizacji zobowiązania do sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego oraz maksymalnego wieku urządzeń wchodzących w skład danej instalacji, z uwagi na utrzymujący się stan epidemii, jak również skutki społeczne i gospodarcze agresji Rosji na Ukrainę. Powyższe jest istotne ze względu na obserwowane zaburzenia łańcuchów dostaw, wzrosty cen komponentów i surowców, w tym stali, jak również problemy firm budowlanych z terminową realizacją inwestycji z uwagi na między innymi brak personelu, obecnie nasilone w związku z przywołaną inwazją. Innym istotnym zagadnieniem stanowiącym zagro-	**Uwagi wyjaśnione** Proponowane przepisy pozwolą na dotrzymanie inwestorom PV terminów aukcyjnych, których realizacja zagrożona jest przez szereg czynników zewnętrznych. Z uwagi na skalę rozwoju fotowoltaiki oraz liczbę zwycięskich projektów PV w aukcjach OZE, a także charakter aktualnych barier inwestycyjnych, sytuacja branży PV jest szczególna. Pozostali inwestorzy OZE mogą natomiast korzystać z opcji przedłużenia terminu, wynikającej z art. 79a ustawy OZE.

			żenie dla terminowości realizacji projektów są bariery administracyjne i proceduralne związane z opóźnieniami występującymi po stronie organów administracji państwowej i samorządowej, jak również przewlekły charakter działań podejmowanych przez operatorów sieci, którzy z uwagi na aktualną sytuację epidemiologiczną mają trudności z terminową realizacją wyznaczonych prac oraz dokonywaniem odbiorów instalacji. Powyższe czynniki nawarstwiają się i generują poważne trudności z 8 dotrzymaniem terminów przez inwestorów OZE. Dodatkowo aktualnie obserwujemy, że znaczna liczba projektów, w szczególności farm wiatrowych, wchodzi w fazę realizacji, co skutkuje wzmożoną konkurencją na rynku wykonawstwa i robót budowlanych w odniesieniu do sektora rynku, który w ostatnich latach funkcjonował w bardzo ograniczonym zakresie. Jednocześnie aktualne ceny usług w zakresie wykonawstwa nie były brane pod uwagę przez wytwórców w momencie składania ofert aukcyjnych. Brak zagrożenia dla osiągnięcia celu OZE daje możliwość rozłożenia w czasie realizacji budowy tych projektów, zmniejszając tym samym presję ciążącą na inwestorach oraz ich podwykonawcach. Jest to również o tyle istotne, że nadal odczuwalne są negatywne skutki przestoju gospodarczego, spowodowanego przez COVID-19, w postaci wysokich cen metali i kosztów logistyki. Co szczególnie istotne, konsekwencją niewywiązania się przez wytwórcę z tych terminów, jest przepadek wniesionej kaucji, jak również brak możliwości objęcia danej instalacji ofertą w ramach aukcji przez	

			okres kolejnych trzech lat. Możliwość uzyskania dodatkowego wydłużenia przedmiotowych terminów pozwoliłaby więc na uniknięcie istotnego ryzyka w postaci niepowstania takich instalacji, co należy ocenić jako jednoznacznie niekorzystne z perspektywy rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii w Polsce oraz w obliczu szeroko dyskutowanej konieczności zapewnienia dostaw zielonej energii. Mając na uwadze powyższe, postulujemy dodatkowe wydłużenie terminu spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a Ustawy OZE oraz okresów, o których mowa w art. 74 ust. 1 tej ustawy, poprzez wprowadzenie: 1) możliwości wystąpienia przez wytwórców, którzy do tej pory nie uzyskali postanowienia Prezesa URE o przedłużeniu terminu, o uzyskanie przedłużenia o okres maksymalnie 18 miesięcy, 2) możliwości ponownego wystąpienia przez wytwórców, którzy już uzyskali przedłużenie terminu o dodatkowy okres tak, aby łączny okres przedłużenia nie przekraczał w takim przypadku 18 miesięcy.	
85.	Uwaga ogólna	SEO	**Umowy PPA** Zgodnie z przywołanym już w odniesieniu do systemu gwarancji pochodzenia projektowanym ust. 2c – 2d oraz 11a w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzana jest definicja umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, która może zostać zawarta bezpośrednio pomiędzy wytwórcą, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy OZE a odbiorcą (dalej: „umowa PPA"). Zapis w zaproponowanym brzmieniu przewiduje, że umowa PPA będzie wyłącznie umową z dostawą fizyczną energii, ignorując tym samym bardziej przystępną i coraz bardziej popularną formułę wirtualnej	**Uwaga przyjęta** Wykreślono projektowany przepis art. 120 ust. 7 i 9 uOZE. W rezultacie utrzymana zostaje swoboda rynkowego obrotu gwarancjami pochodzenia. Nie istnieje więc ryzyko obniżenia atrakcyjności wirtualnej umowy PPA. W projektowanej umowie PPA stronami są wytwórca, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz odbiorca, w rozumieniu art. 3 pkt. 13 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 z póź.zm.). Pojęcie odbiorcy, z uwagi na swój szeroki charakter, obejmuje różne podmioty, w tym spółki obrotu. Projektodawca celowo wskazał wytwórcę OZE i odbiorcę jako strony umowy PPA, a nie odbiorcę końcowego, aby umożliwić jak najszerszej

			umowy PPA, w ramach której odbiorcy również pozyskują gwarancje pochodzenia, rozliczając różnicę pomiędzy ustaloną ceną stałą a ceną giełdową, zaś sama energia sprzedawana jest zazwyczaj przez spółkę obrotu na giełdzie. W takiej sytuacji wirtualna umowa PPA przestaje być atrakcyjna dla odbiorcy, ponieważ nie obejmuje konieczności przekazania gwarancji pochodzenia a następnie ich umorzenia przez odbiorcę. 9 Umowa na sprzedaż energii zawierana ze spółkami obrotu również przestaje być atrakcyjna ze względu na fakt, że pozyskane przez spółkę obrotu gwarancje pochodzenia nie będą mogły podlegać dalszemu obrotowi, niemożliwe będzie także ich umorzenie na rzecz odbiorcy przemysłowego. Projektowana konstrukcja spowoduje ograniczenie możliwości sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych, utrudniając proces zawierania wirtualnych umów PPA, które nie zostały objęte przywołaną definicją, a co za tym idzie domyślnie nie obejmują gwarancji pochodzenia. Powyższe zmiany zawężą krąg podmiotów chętnych do zawierania umów PPA do wyłącznie odbiorców końcowych zainteresowanych umorzeniem na siebie gwarancji pochodzenia. Mając na uwadze powyższe, rekomendujemy modyfikację definicji tak, by stroną umowy PPA był odbiorca końcowy w rozumieniu art. 3 pkt 13a ustawy – Prawo energetyczne, postulując jednocześnie uwzględnienie wcześniejszej uwagi dotyczącej zachowania swobody obrotu gwarancjami pochodzenia przedstawionej w niniejszym piśmie.	grupie podmiotów skorzystanie z tej formy zakupu energii elektrycznej. Jednocześnie wykreślenie projektowanych ust. 7 i 9 w art. 120 uOZE utrzymuje w mocy możliwość obrotu gwarancjami pochodzenia na dotychczasowym poziomie.
86.	Uwaga ogólna	SEO	Instalacja hybrydowa	**Uwaga wyjaśniona**

			Stowarzyszenie Energii Odnawialnej stale monitoruje skutki rozwoju energetyki odnawialnej dla całego systemu energetycznego. W pełni podzielamy pogląd, że dynamiczny rozwój sektora fotowoltaiki i energetyki wiatrowej dla optymalizacji wykorzystania sieci dystrybucyjnych, wymaga wprowadzenia rozwiązań, które pozwolą na zdecydowaną poprawę wskaźnika wykorzystania mocy poszczególnych technologii wytwarzania energii elektrycznej i zagwarantuje korzyści wynikające z eksploatacji sieci dystrybucyjnej. Stowarzyszenie Energii Odnawialnej wspiera wszelkie działania mające na celu badania i rozwój wszelkich form magazynowania energii, w tym także działania legislacyjne stymulujące badania i inwestycje w tym obszarze. Tworzenie sprzyjających warunków dla budowy układów hybrydowych, poza lepszym wykorzystaniem sieci dystrybucyjnej zwiększa także bezpieczeństwo energetyczne poprzez rozłożenie dostaw energii odnawialnej z mniej stabilnych źródeł z wykorzystaniem magazynów energii. Mając na uwadze, że tworzenie warunków oraz stymulowanie budowy układów hybrydowych OZE wykorzystujących magazynowanie energii jest wielce pożądane, w naszym przekonaniu projektowane zmiany należy ocenić pozytywnie. Należy jednak podkreślić, że warunkiem realizacji i rozwoju tego typu instalacji jest ich komercyjna opłacalność. Konieczne jest więc odpowiednie zaprojektowanie ich roli w systemie aukcyjnym, poprzez ukształtowanie na właściwym poziomie ceny referencyjnej oraz zapewnienie odpowiednich wolumenów aukcyjnych. Ponadto, w związku z charakterystyką instalacji hybrydowych oraz ich korzystnym	W zakresie hybrydowych instalacji OZE uwaga przyjęta kierunkowo. Definicja instalacji hybrydowej OZE została zmieniona w stosunku do pierwotnej wersji z konsultacji. Obecnie, w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany: 1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu; 2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania. W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.

			wpływem na funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej, rekomendujemy wprowadzenie regulacji prawnych dających możliwość przyłączania tego typu instalacji do sieci na preferencyjnych warunkach. Dodatkowo, w ocenie Stowarzyszenia, kluczowym czynnikiem warunkującym rozwój instalacji hybrydowych pozostaje możliwość rozwijania projektów elektrowni wiatrowych, które z uwagi na fakt, że 10 pozostają najtańszą technologią wytwarzania energii z odnawialnych źródeł energii, powinny stanowić ich istotny element. Mając na uwadze podnoszoną wcześniej zasadność rozwijania instalacji hybrydowych, podnoszona już w niniejszym piśmie konieczność modyfikacji kryterium odległościowego jest aktualna również w kontekście rozwoju instalacji hybrydowych.	
87.	Uwaga ogólna	TGE	W pierwszej kolejności TGE pragnie wskazać, że przedstawiony projekt zmiany ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw mający na celu implementację Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dalej: Dyrektywa RED II), powinien przewidywać zasady realizacji poszczególnych obowiązków nałożonych na państwa członkowskie na mocy Dyrektywy RED II w sposób kompleksowy i zawierać środki ich realizacji adekwatne do bieżącego stanu rynku energii. W ocenie TGE, projekt nie przewiduje wystarczających środków regulacyjnych które pozwalałyby na realizację obowiązku zwiększenia udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia orientacyjnie o 1,1 punktu procentowego lub 1,3 punktu	**Uwaga nieprzyjęta** Zasygnalizowane rozwiązanie mające na celu skuteczne wypromowanie rozwoju źródeł ciepła stanowiących jednostki odnawialnego źródła energii była niejednokrotnie rozważana. Jednak brak faktycznego uruchomienia obowiązku umorzenia świadectwa pochodzenia ciepła z OZE wynika przede wszystkim z lokalnego charakteru, jaki cechuje systemy ciepłownicze. Obciążenie dodatkowymi opłatami odbiorców ciepła, zwłaszcza w małych systemach ciepłowniczych, uwzględniając mocno zróżnicowane ceny sprzedaży ciepła byłoby – zwłaszcza w aktualnych warunkach geopolitycznych wpływających na warunki ekonomiczne gospodarstw domowych – sprzeczne z interesem odbiorców ciepła, a zwłaszcza konsumentów tego ciepła będących lokatorami budynków wielorodzinnych.

			procentowego w przypadku uwzględnienia wykorzystania ciepła odpadowego, przewidzianego w Dyrektywie RED II. Omawiany projekt, w ślad za przepisami Dyrektywy RED II, wprowadza m.in. gwarancje pochodzenia dla ciepła i chłodu ze źródeł odnawialnych czy też ułatwienia związane z przyłączaniem instalacji odnawialnego źródła energii do sieci ciepłowniczej, nie przewidując jednocześnie żadnej formy wsparcia systemowego, które miałoby przeciwdziałać występowaniu luki rynkowej. Tym samym w projekcie ustawy brakuje rzeczywistych zachęt do realizacji inwestycji ukierunkowanych na modernizację jednostek wytwórczych. Dyrektywa RED II przewiduje, że w celu osiągnięcia lub przekroczenia celów w niej określonych i wkładów każdego państwa członkowskiego w realizację celów określonych na poziomie krajowym w odniesieniu do rozpowszechniania energii odnawialnej państwa członkowskie mogą stosować systemy wsparcia (art. 4 ust. 1). Definicja systemu wsparcia zawarta w Dyrektywie RED II wskazuje z kolei, że systemem wsparcia jest każdy instrument, system lub mechanizm stosowany przez państwo członkowskie lub grupę państw członkowskich, który promuje wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych dzięki zmniejszeniu kosztów tej energii, zwiększeniu ceny, za którą można ją sprzedać, lub zwiększeniu – poprzez nałożenie obowiązku stosowania energii odnawialnej lub w inny sposób – jej nabywanej ilości. W ramach katalogu przykładowych systemów wsparcia wskazano m.in.: systemy wsparcia polegające na nałożeniu obowiązku stosowania energii odnawialnej, w tym	Trudności w odpowiedzi na pytania: Czy opłata miałaby dotyczyć wszystkich odbiorców ciepła w Polsce? Czy opłata miałaby być równa dla wszystkich odbiorców ciepła w Polsce? Czy obowiązek umorzenia świadectwa pochodzenia spoczywałby na każdym wytwórcy, czy tylko na tych wytwórcach, którzy nie mogą wytwarzać ciepła z OZE? A może obciążenie powinien ponosić dystrybutor systemu ciepłowniczego – powodują, że wprowadzenie do stosowania propozycji TGE zajęłoby czas co najmniej kilkanaście miesięcy. Tego rodzaju propozycja wymaga szczegółowej oceny wpływu na jej adresatów oraz przeprowadzenia pełnego procesu konsultacji i uzgodnień .

			również systemy posługujące się zielonymi certyfikatami (art. 2 pkt 5). Do systemu certyfikatów odnosi się także pojęcie „obowiązku stosowania energii odnawialnej”, oznaczające system wsparcia zobowiązujący producentów energii do produkcji określonej części energii ze źródeł odnawialnych, zobowiązujący dostawców energii do pokrywania określonej części swoich dostaw przez energię ze źródeł odnawialnych lub zobowiązujący konsumentów energii do pokrywania określonej części swojego zapotrzebowania przez energię ze źródeł odnawialnych, w tym systemy, w których wymogi te można spełnić, stosując zielone certyfikaty (art. 2 pkt 6). Należy stwierdzić zatem, że – pod warunkiem zapewnienia zgodności systemu wsparcia z przepisami UE dot. pomocy państwa, Dyrektywa RED II dopuszcza stosowanie systemu kolorowych certyfikatów, celem promowania różnego rodzaju energii, w tym – ciepła i chłodu ze źródeł odnawialnych. Wydaje się, że wprowadzenie systemu wsparcia w postaci kolorowych certyfikatów zasadne jest w odniesieniu do segmentów rynku znajdujących się na wczesnym etapie rozwoju, lub o ograniczonej skali. Czynniki te zostały – pośród kilku innych – przedstawione jako uzasadnienie dla wprowadzenia systemu certyfikatów „błękitnych”, promujących wytwarzanie energii elektrycznej z biogazu rolniczego. Wytyczne Komisji Europejskiej dotyczące pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020 (których stosowanie przedłużono do czasu zastąpienia – w kolejnych latach – zapisami wytycznych z 2022 r.) jak i wytyczne z 2022 r. nie sprzeciwiają się stosowaniu sys-	

			temów wsparcia opartych na certyfikatach, w szczególnie uzasadnionych przypadkach. Kryteria, jakie tego rodzaju środki powinny spełnić, dotyczą ograniczenia wysokości pomocy (chociażby poprzez wprowadzenie opłaty zastępczej) czy zastosowania współczynników korekcyjnych dla poszczególnych rodzajów technologii. Należy jednoznacznie przesądzić, że wprowadzenie certyfikatów dla odnawialnego ciepłownictwa jest rozwiązaniem dopuszczalnym, co wynika wprost z przepisów Dyrektywy RED II, a pod warunkiem odpowiedniego zaprojektowania mechanizmu – zgodnym z rynkiem wewnętrznym, co powinno znaleźć odzwierciedlenie w stosownej decyzji Komisji Europejskiej. TGE deklaruje gotowość do uczestnictwa w dalszych pracach mających na celu wdrożenie systemu certyfikatów ciepłowniczych do krajowego porządku prawnego. Jednocześnie zwracamy się z prośbą o rozstrzygnięcie przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, czy prace nad wdrożeniem certyfikatów ciepłowniczych zostaną uruchomione. Niniejsza uwaga posiada ogólny charakter, z uwagi na brak jakichkolwiek zapisów w projekcie ustawy, do których można byłoby się w tym zakresie odnieść.	
88.	Uwaga ogólna	TGE	W ocenie TGE, duże wątpliwości budzi nakreślony przez ustawodawcę model „partnerskiego handlu energią – peer – to – peer", w szczególności przyjęta interpretacja pojęcia „koncentrator" jako równoważna pojęciu „agregator" – w rozumieniu zarówno Dyrektywy 2019/944, jak również odrębnie procedowanego projektu zmian Ustawy Prawo energetyczne (w wykazie prac legislacyjnych nr UC74).	**Uwagi częściowo przyjęte** Rozróżnienie pomiędzy pojęciami „agregator" a „koncentrator" wynika z błędnego tłumaczenia dyrektywy RED II na język polski. W rzeczywistości są to więc pojęcia tożsame. Prowadzenie platformy handlu P2P przez giełdę towarową zostanie umożliwione.

			Zgodnie z uzasadnieniem projektu ustawy: *„(...)* ***po dokonaniu analizy obu dyrektyw, projektodawca przyjął, iż rolę koncentratora, o którym mowa w dyrektywie RED II, tj. operatora platformy P2P, może pełnić agregator, o którym mowa w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U. L 158 z 14.6.2019, str. 125-199)*** *Instytucję agregatora do polskiego porządku prawnego wprowadza natomiast procedowany jednocześnie projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC74). Decyzja, aby krajowym porządku prawnym instytucje agregatora i koncentratora regulowały te same przepisy, pozwoli na uspójnienie systemu oraz uniknięcie mnożenia tożsamych regulacji w ramach tej samej gałęzi prawa, co prowadzi do trudności w stosowaniu obowiązujących przepisów. W tym miejscu warto również dodać, że rozróżnianie obu podmiotów ma miejsce na gruncie polskiego tłumaczenia obu dyrektyw – w wersji angielskiej oba akty stanowią o agregatorze (agregator).* ***Z uwagi na ścisłe połączenie partnerskiego handlu energią z rolą agregatora oraz równoległe zaadresowanie obu zagadnień w dwóch odrębnych projektach, należy mieć na uwadze ich wzajemną zależność, która wymaga szczególnego podkreślenia w perspektywie konsultacji publicznych****.”* W naszej ocenie powyższe uzasadnienie i dodanie do równolegle procedowanego art. 5a[1] oraz 5b[4] ustawy - Prawo energetyczne (UC74) – dodatko-	

			wego zakresu działalności agregatora poprzez prowadzenie działalności przy użyciu platformy partnerskiego handlu – błędnie zawęża krąg podmiotów, które mogą prowadzić platformę handlu peer – to – peer tylko do „agregatora" w rozumieniu jw. Ustawodawca w uzasadnieniu nie wykazał „ścisłego połączenia" handlu peer – to – peer z rolą odrębnie zdefiniowanego agregatora. Nie wynika to bowiem z samej definicji określonej w Dyrektywie RED II; *„partnerski (peer-to-peer) handel" energią odnawialną oznacza sprzedaż energii odnawialnej pomiędzy uczestnikami rynku na podstawie umowy zawierającej z góry określone warunki dotyczące zautomatyzowanego wykonania transakcji i płatności za nią bezpośrednio między uczestnikami rynku albo pośrednio poprzez certyfikowanego uczestnika rynku będącego stroną trzecią, takiego jak koncentrator (z ang. aggregators).".* Koncentratorzy, w ocenie TGE, to szeroko rozumiani operatorzy platformy handlowej, a nie wyłącznie agregatorzy zdefiniowani w ramach projektu UC74 – jako podmioty prowadzące działalność polegająca m.in. na sumowaniu wielkości mocy oraz energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej. Przykładowo – Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (International Renewable Energy Agency) w dokumencie „PEER-TO-PEER ELECTRICITY TRADING INNOVATION LANDSCAPE BRIEF" nie zawęża rozumienia podmiotu trzeciego – jest to podmiot będący operatorem platformy handlowej (transakcyjnej). W związku z powyższym celowym jest zmiana projektu przepisów poprzez uelastycznienie tworzenia i	

			obsługi tego rodzaju platform handlowych. Dodatkowo powstaje pytanie, czy prowadzenie takiej platformy jest możliwe przez podmiot nie będący definicyjnie uczestnikiem rynku, ale np. podmiotem koncentrującym podaż z popytem na rynku energii elektrycznej (tj. giełda towarowa)? W przypadku odpowiedzi twierdzącej, sugerujemy wprost wskazanie w projektowanych przepisach kategorii podmiotów które mogą mieć status operatora platformy partnerskiego handlu (np. wskazanie giełdy towarowej).	
89.	Uwaga ogólna	TGE	W projektowanych przepisach pojawia się kilka ograniczeń w zakresie możliwości przeniesienia, jak również umorzenia, gwarancji pochodzenia: 1)W przypadku ciepła i chłodu, gwarancja pochodzenia może zostać przeniesiona jedynie na rzecz podmiotu przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej; 2)W przypadku procesu konwersji, gwarancja pochodzenia dla energii pierwotnej, może zostać przeniesiona jedynie pomiędzy stronami umowy PPA; 3)W przypadku umowy PPA, przeniesienie może zostać zrealizowane jedynie na rzecz odbiorcy – drugiej strony umowy (intencja wyrażona w uzasadnieniu, nie znajdująca obecnie odzwierciedlenia w projekcie – osobna uwaga); Rekomendujemy, by swoboda obrotu i realizowania czynności rejestrowych dla gwarancji pochodzenia nie były ograniczane.	**Uwaga częściowo przyjęta** **Uwaga wyjaśniona** w zakresie gwarancji pochodzenia ciepła i chłodu Z punktu widzenia lokalnego charakteru ciepła systemowego, gwarancje pochodzenia również powinny stanowić obrót na lokalnych rynkach. **Uwaga przyjęta** w zakresie konwersji W toku analizy uwag zgłoszonych do obszaru gwarancji pochodzenia, projektodawca postanowił zrezygnować z tego ograniczenia. **Uwaga przyjęta** w zakresie umów PPA Wykreślono projektowany przepis art. 120 ust. 7 i 9 uOZE. W rezultacie utrzymana zostaje swoboda rynkowego obrotu gwarancjami pochodzenia.
90.	Uwaga ogólna	TOE	**Rejestr wytwórców biogazu i biogazu rolniczego** – proponujemy, aby wszystkie tego typu rejestry	**Uwaga nieprzyjęta**

			były jednak prowadzone przez jeden podmiot. Ułatwi to znacząco kontrolę nad rejestrami, nad informacjami w poszczególnych rejestrach oraz przedstawianiem wymaganych raportów. Podmiotem takim powinien być Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Powinno się dążyć do tego, żeby wszystkie rejestry i informacje o wytwórcach energii czy gazu znajdowały się w jednym podmiocie / podlegały jednemu podmiotowi.	Prowadzenie rejestrów przez URE oraz KOWR wynika z odrębności instalacji biogazu rolniczego względem pozostałych instalacji wyrażonej m.in. w konstrukcji przepisów uOZE, która wprowadza ułatwienia dla prowadzenia działalności gospodarczej w odniesieniu do instalacji biogazu rolniczego. W konsekwencji, zarówno nadzór nad przedsiębiorcami, jak również wymogi sprawozdawcze zostały określone w zależności od tego, który organ sprawuje nadzór nad danym rodzajem biogazowni. W przypadku biogazowni rolniczych, w których nadzór nad rodzajami wykorzystywanych surowców jest kluczowy z pkt widzenia zapewnienia prawidłowości wykonywania działalności gospodarczej – nadzór sprawowany jest przez KOWR dysponujący odpowiednimi narzędziami i przede wszystkim strukturami terenowymi, umożliwiającymi efektywne sprawowanie ww. nadzoru.
91.	Uwaga ogólna	TOE	**Klastry energii -** należy się zastanowić czy nie warto wprowadzić jednego podmiotu będącego obywatelską społecznością energetyczną. Funkcjonowanie zarówno spółdzielni energetycznych, jak i klastrów (które zresztą zgodnie z treścią Uzasadnienia nie są wdrożeniem przepisów tzw. dyrektywy rynkowej) z tak różnym zdefiniowaniem zasad ich funkcjonowania czy warunków wsparcia jakim podlegają powoduje jednak pewnego rodzaju zamieszanie na rynku. Jest to tym bardziej uzasadnione, że pomimo kilkuletniego funkcjonowania obydwu tych podmiotów w prawie, w rzeczywistości nie mamy zbyt wielu przykładów ich powołania i funkcjonowania, pomimo wiedzy o podstawowych barierach w ich rozwoju. Proponujemy doprecyzowanie o jakie dokładnie koszty usług dystrybucyjnych chodzi, których wysokość zależy od ilości energii pobranej przez członków klastra. Dotychczasowe doświadczenia z podobnymi zapisami rodzą szereg wątpliwości i powodują rozbieżności interpretacyjne.	**Uwaga nieprzyjęta** w zakresie wprowadzenia jednego podmiotu będącego obywatelską społecznością energetyczną Zgodnie z definicją zawartą w projektowanej regulacji klaster energii działa w formie porozumienia, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami. Klaster energii nie ma osobowości prawnej, co odróżnia go od obywatelskich społeczności energetycznych, do których odnoszą się: art. 22 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa RED II) i regulacje zawarte w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE. **Uwaga przyjęta** Doprecyzowano, że są to składnik zmienny stawki sieciowej i stawka jakościowa. **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie wpisu do rejestru

			Niezrozumiałe jest wprowadzenie zapisu o braku obowiązku wpisu do rejestru. Kto i jak ma potem weryfikować czy taki wpis jest czy nie i czy w związku z tym takiemu podmiotowi przysługuje właściwy system wsparcia? Jaki jest cel wprowadzenia kolejnej „definicji" dotyczącej sprzedawcy wskazanego? Proponujemy przy zasadach opisujących funkcjonowanie klastrów opierać się na dotychczasowych podmiotach funkcjonujących na rynku. Kolejny podmiot prowadzi do niepotrzebnego komplikowania i tak już skomplikowanego systemu elektroenergetycznego, gdzie samych sprzedawców jest co najmniej kilku. Proponowane zasady dotyczące klastrów energii oznaczają *de facto*, że członek klastra nie może skorzystać z zasady TPA, czyli zmienić sprzedawcy. Jest to sprzeczne z jednym z podstawowych fundamentów funkcjonowania rynku energii elektrycznej, czyli prawa odbiorcy do zmiany sprzedawcy. Proponujemy, aby warunki utworzenia na obszarze klastra obszaru ograniczania obciążenia szczytowego zostały zapisane w IRiESD OSD. W proponowanych przepisach nie do końca jest jasno określone, które podmioty / członkowie klastra otrzymują wynagrodzenie z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego. Treść art. 38ai ust. 1 wskazywałaby, że są to wszyscy członkowie klastra. Proponujemy również rozważenie wprowadzenia jednakowych ogólnych zasad wynagradzania z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego dla całego kraju. Z zapisu art. 1 pkt 94) pkt 2 (art. 184j ust.2) nowelizacji wynika, że prosument nie może korzystać z	Aby móc korzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (PURE). Uzyskanie wpisu do rejestru jest także istotne ze względu na fakt, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. Wpis do rejestru będzie odróżniał te dwie grupy klastrów. **Uwaga przyjęta w** zakresie definicji sprzedawcy wskazanego Termin „sprzedawca wskazany" został zastąpiony „sprzedawcą ". **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie TPA Zgodnie z przeprowadzonymi przez MKiŚ dodatkowymi rozmowami roboczymi, w tym ze sprzedawcami, rozliczenia członków klastra energii nie są obecnie możliwe przy wielości sprzedawców. **Uwaga bezprzedmiotowa** w zakresie utworzenia na obszarze klastra obszaru ograniczania obciążenia szczytowego Usunięto przepisy z regulacji **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie prosumenta Katalog uczestników klastra energii jest otwarty i obejmuje osoby fizyczne, osoby prawne oraz jednostki organizacyjne niebędące osobami prawnymi, którym odrębna ustawa przyznaje zdolność prawną. Uczestnikiem porozumienia może być także prosument. Fakt niekorzystania z systemu wsparcia dla klastrów energii w przypadku, gdy korzysta on z rozliczeń w formie opustu nie ogranicza mu prawa do współpracy w ramach klastra energii.

			rozliczeń „klastrowych” zatem dlaczego prosument może być członkiem klastra ?	
92.	Uwaga ogólna	TOE	**Gwarancje pochodzenia -** nie jest zrozumiałe, dlaczego ponownie nie zajęto się tematem gwarancji pochodzenia dla energii wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci przez prosumentów i mikroinstalacje. Być może ilość tej energii nie jest zbyt duża w stosunku do łącznego poziomu zużycia energii w kraju, tym niemniej obecne poziomy kilkuset GWh (które nadal będą rosły pomimo zmiany zasad wsparcia prosumentów) powinny być jednak uwzględnione od strony możliwości poświadczenia, że ta energia to jednak jest tzw. energia zielona. Należy rozważyć, czy w sytuacji, kiedy podmiotem odpowiedzialnym za „odbiór” całej energii wprowadzanej przez prosumenta do sieci jest sprzedawca np. zobowiązany, to taki sprzedawca będzie mógł występować o wydanie gwarancji pochodzenia. Zgłoszone do TOE wątpliwości i pytanie w tym zakresie dotyczyły także: – zapisu art. 1 pkt. 79) lit. b) (art. 122 ust.3a): czy zapis należy rozumieć tak, że przez okres 6 miesięcy nieważności gwarancji będzie możliwość ich umorzenia? zapisu art. 1 pkt. 81) lit. c) (art. 124 ust.11): czy podmiot, na którego rzecz gwarancja zagraniczna zostanie przeniesiona ma możliwość dowolnego nią dysponowania (odsprzedaż lub umorzenie)?	**Uwaga nieprzyjęta** Uzasadnieniem tego stanu rzeczy jest przede wszystkim marginalny udział podmiotów posiadających takie instalacje w rejestrze gwarancji pochodzenia, a także niskie korzyści finansowe dla prosumentów z potwierdzania pochodzenia nadwyżek energii. Dodatkowo zgodnie z art. 19 ust. 2 Dyrektywy RED II, wydawanie gwarancji pochodzenia może podlegać wymogowi minimalnej mocy. Co zaś się tyczy nieważności gwarancji pochodzenia przyjmuje się, iż przez okres 6 miesięcy od dnia zakończenia terminu, o którym mowa w art. 122 ust. 3 gwarancja pochodzenia będzie mogła zostać wyłącznie umorzona. Czyli gwarancja taka traci swoje pewne właściwości związane z możliwością jej przeniesienia ale nadal można ją umorzyć. Wynika to z art. 19 ust. 4 Dyrektywy RED II który mówi o wprowadzeniu możliwości wygaśnięcia gwarancji pochodzenia w terminie 6 miesięcy od dnia wygaśnięcia jej ważności. Wyjaśniając kolejną uwagę. Celem przyjęcia regulacji zawartych w Dyrektywie RED II, normie 16325 oraz przystąpienia do stowarzyszenia AiB jest ujednolicona i płynna procedura nabycia i zbycia gwarancji pochodzenia. Zgodnie z powyższym, jeśli taka gwarancja pochodzenia zostanie przeniesiona na rzecz zagranicznego podmiotu, którego regulator funkcjonuje w stowarzyszeniu AiB to taki podmiot będzie mógł nią rozporządzać zgodnie z regulacjami europejskimi.
93.	Uwaga ogólna	TOE	**Umowy PPA -** Jaki jest powód wprowadzenia nowego typu umowy? Czy na podstawie obecnie funkcjonujących przepisów prawa takich umów nie można zawierać? Proponujemy, żeby takie umowy, jeżeli już mają być wprowadzone do porządku prawnego obejmowały	**Uwaga nieprzyjęta** Konieczność wprowadzenia przepisów dot. umów PPA wynika z obowiązku transpozycji Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Projektowany przepis zawiera

			nie tylko wytwórców z OZE, ale również pozostałych wytwórców. Dodatkowo należy również uszczegółowić, jak ma wyglądać bilansowanie takiego odbiorcy w sytuacji zawarcia umowy bezpośrednio z wytwórcą. Jeżeli taki wytwórca staje się sprzedawcą zgodnie z nowymi przepisami, to czy ciążą na nim inne obowiązki sprzedawcy chociażby w zakresie obowiązku umarzania świadectw pochodzenia czy obowiązki sprawozdawcze / informacyjne?	jedynie minimalną treść umowy sprzedaży (PPA), co wynika z konieczności zachowania pewności obrotu oraz obowiązków sprawozdawczych wobec URE o charakterze publicznoprawnym. Zgodnie z zasadą swobody umów strony same określają zasady bilansowania. Szczegółowa regulacja tego zagadnienia byłaby nadmierną ingerencją prawodawcy w swobodę prowadzenia działalności gospodarczej, biorąc pod uwagę fakt, iż obecnie na rynku są zawierane umowy PPA jako umowy nienazwane, w których rozstrzyga się kwestie bilansowania.
94.	Uwaga ogólna	TOE	**Partnerski handel energią – peer-to-peer** (P2P**)** – proponujemy rozważyć, czy wprowadzenie partnerskiego handlu energią w rozumieniu tego projektu jest konieczne mając na uwadze dopiero co wprowadzone w roku 2021 nowe podmioty na rynku energii czyli prosumentów zbiorowych i wirtualnych. Może warto rozważyć najpierw sprawdzenie jak będą te zupełnie nowe podmioty funkcjonowały na rynku, jakie napotkają bariery, co trzeba będzie zmienić, żeby mogły się swobodnie rozwijać, a dopiero potem wdrażać kolejne rozwiązania, które być może okażą się zbędne. Czy to prosument zbiorowy czy wirtualny jest przecież podmiotem, w ramach którego odbywa się właśnie partnerski obrót / wymiana energii. Dodatkowo wydaje się, że w proponowanych przepisach brakuje określenia co się dzieje w sytuacji wprowadzenia takiego rodzaju handlu z przewidzianymi również ustawą o odnawialnych źródłach energii (Ustawa o OZE) systemami wsparcia prosumentów: net-meteringiem i net-billingiem. Co z rolą sprzedawców (w tym szczególnie sprzedawcy zobowiązanego) w zakresie stosowania opustów (z uwzględnieniem energii wprowadzonej) przy net-meteringu czy zakupowi energii wprowadzonej po określonej cenie przy net-billingu?	**Uwagi częściowo przyjęte** Należy wskazać, że vacatio legis przedmiotowych przepisów przewidziane jest do 1 stycznia 2026 r. Ponadto warto podkreślić, że celem ustawodawcy było nakreślenie jedynie podstawowych ram prawnych i umożliwienie rozwoju rynku P2P w sposób swobodny. W opinii projektodawcy takie podejście pozwoli na zebranie niezbędnych doświadczeń w stosunkowo ograniczonym, lokalnym „środowisku" uczestników rynku P2P, co na kolejnym etapie może skutkować rozszerzeniem zakresu stosowania handlu P2P i dostosowaniem do tego odpowiednich instrumentów regulacyjnych.

			W ramach uwag i dyskusji w ramach TOE zgłoszono w tym obszarze także następujące wątpliwości – pytania – brak jest regulacji odnośnie opłat dystrybucyjnych, na jakich warunkach i od jakiej energii będą naliczane i w jaki sposób rozliczane ? – czy uczestnik P2P może jednocześnie sprzedawać nadwyżki energii elektrycznej do sprzedawcy (zobowiązanego lub wybranego) lub korzystać z rozliczenia prosumenckiego ? – jaka jest rola sprzedawcy zobowiązanego w systemie P2P ? nie określono zasad współpracy pomiędzy POB a uczestnikami P2P.	
95.	Uwaga ogólna	TOE	**Utworzenie Krajowego Punktu Kontaktowego (art. 1 pkt 90) -** rynek energii elektrycznej w Polsce jest rynkiem regulowanym i na tyle rozwiniętym, iż uczestnicy rynku bardzo dobrze się w nim orientują. Dlatego mało zasadne wydaje się tworzenie dodatkowo Krajowego Punktu Kontaktowego. Informacje, o których mowa w art. 160a ust.3 Klient może uzyskać u odpowiednich podmiotów bez pośrednictwa takiego Punktu. Istnienie Punktu w przypadku art. 160a ust. 7 nakłada na organy lub podmioty obowiązek przekazania do Punktu dodatkowych informacji i może skomplikować uzyskanie potrzebnych informacji przez odbiorcę. Jest to wg nas niepotrzebne pośrednictwo i „dublowanie" zadań istniejących podmiotów i URE.	**Uwaga wyjaśniona** Podkreśla się, iż zgodnie z zaprezentowanym celem działania krajowego punktu, będzie on miał istotny wpływ na funkcjonowanie organów administracji publicznej, które w chwili obecnej udzielają merytorycznych odpowiedzi na pytania związane z omawianym obszarem. Zakłada się, że wiele ogólnych wystąpień w sprawach uzyskania informacji na temat procedur administracyjnych niezbędnych do rozpoczęcia wytwarzania energii z instalacji odnawialnego źródła energii trafi do KPK. W ten sposób KPK odciąży właściwe organy administracji publicznej od tego typu zadań, skupiając w jednym miejscu wiedzę oraz kompetencje związane z udzielaniem informacji.
96.	Uwaga ogólna	PSEW	1. Zmiany w obszarze modyfikacji zasad wnoszenia opłaty zastępczej - art. 47	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.

			Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej sprzeciwia się dokonywaniu zmian w obszarze modyfikacji zasad wnoszenia opłaty zastępczej (art. 47 ustawy o OZE) zaproponowanych w konsultowanym obecnie projekcie nowelizacji ustawy o OZE (projekt UC 99). Konstrukcja przyjętego w projekcie rozwiązania prowadzi do systematycznego spadku wysokości opłaty zastępczej, tym samym powodując ciągły spadek wartości świadectw pochodzenia (zielonych certyfikatów), co w perspektywie średnioterminowej doprowadzi do likwidacji przychodów z tego tytułu, tym samym zmieniając sytuację inwestorów, którzy podjęli się inwestycji w źródła OZE. Warto w tym miejscu wskazać, iż częste zmiany regulacyjne w systemie zielonych certyfikatów powodowały liczne perturbacje i niekorzystnie odbijały się na kondycji finansowej podmiotów, które zdecydowały się w przeszłości budować polski sektor OZE. Kolejne działania w tym zakresie przyczynią się do ponownej destabilizacji sytuacji, która w ostatnich 3 latach powróciła do równowagi. W tym miejscu należy zauważyć, iż w latach 2012-2017, kiedy na rynku zielonych certyfikatów panowała nierównowaga (również w skutek uiszczania opłaty zastępczej w miejsce umarzania zielonych certyfikatów) powstała duża nadpodaż zielonych certyfikatów, która doprowadziła do znacznego spadku ich wartości - z poziomu około 260 zł/MWh do poziomu poniżej 50 zł/MWh w roku 2017. Najniższe ceny około 20 zł/MWh odnotowano w roku 2017, kiedy to nadpodaż sięgnęła maksymalnego poziomu, znacznie przewyższając roczny obowiązek	

			zakupu certyfikatów. W okresie tym, przy tak olbrzymiej nadpodaży, rynek zielonych certyfikatów był niestabilny, poddawany częstym wahaniom. Stabilizacja na rynku zielonych certyfikatów rozpoczęła się w połowie 2017 r. Wprowadzono wtedy między innymi w ramach ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii nową formułę kalkulacji opłaty zastępczej oraz wprowadzono korektę w zakresie wysokości obowiązku umarzania świadectw pochodzenia na kolejne lata. Przedmiotowa ustawa, wprowadziła odejście od stałej wartości opłaty zastępczej, wynoszącej dotychczas 300,03 zł/MWh na rzecz powiązania jej z rynkowymi cenami świadectw pochodzenia (opłata stanowi 125 proc. średniej ceny zielonych certyfikatów z poprzedniego roku, ale nie więcej niż 300,03 zł/MWh). Pierwotnie oznaczało to potencjalnie mniejsze przychody dla wytwórców energii elektryczne z OZE, niemniej jednak biorąc pod uwagę ówcześnie obserwowane ceny zielonych certyfikatów oraz dalsze działania resortu energii/klimatu w zakresie ustalania wysokości obowiązku umarzania świadectw pochodzenia, sytuacja zaczęła się stabilizować a cena zielonych certyfikatów rosnąc. Cena zielonych certyfikatów wzrosła w 2018 r. z p oziomu około 50 zł/MWh w styczniu do około 150 zł/MWh w grudniu. Od tego czasu cena zielonych certyfikatów ustabilizowała się w okolicach 130 zł/MWh fluktuując w przedziale 125 – 150 zł/MWh. Rok 2021 charakteryzował się bardzo dużą dynamiką zmian wartości zielonych certyfikatów. O ile w pierwszej części roku dostrzegalna była stabiliz cja cen na rynku, o tyle w drugiej połowie roku na-	

			stąpił dynamiczny wzrost wartości zielonych certyfikatów, który jednostkowo (na pojedynczych sesjach) osiągał poziom ponad 300 zł. Przyczyn tego zjawiska było co najmniej kilka – można do nich zaliczyć m.in.: - mniejszą generację energii ze źródeł wiatrowych (co wynikało z warunków atmosferycznych) w pierwszej części roku (w okresie styczeń – lipiec generacja była mniejsza o 15% względem 2020 r.) – tym samym istotnie ograniczona została podaż zielonych certyfikatów na rynku; - rosnące ceny energii, które powodowały większe zainteresowanie zakupami energii - z dostawami na kolejne lata (2023, 2024), co w wielu przypadkach oznaczało jednoczesny zakup zielonych certyfikatów na odpowiednie wolumeny energii i ich zablokowanie do umorzenia w tych latach (efekt przesunięcia nadpodaży w czasie); - silnie rosnący popyt na energię elektryczną, generujący również wzrost popytu na zielone certyfikaty (odbicie po spadku zapotrzebowania na energię w 2020 r. – odbicie pocovidowe); - konieczność zakupu zielonych certyfikatów na sesjach giełdowych przez podmioty zobowiązane w przepisach o zamówieniach publicznych – co zwiększyło popyt przy ograniczonej podaży (w związku mniejszą generacją, o której mowa w tiret 1). Ostatni kwartał 2021 r. charakteryzował się z kolei mocnym odbiciem jeżeli chodzi o generację energii ze źródeł wiatrowych, niemniej jednak z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia, pierwsze	

			efekty tego stanu rzeczy widoczne są dopiero na początku 2022 r. (generacja i konsumpcja energii następują w tym samym czasie, niemniej jednak świadectwa pochodzenia wydawane są około 3-4 miesiące po wytworzeniu energii). Powyższe oznacza, iż zwiększona podaż świadectw pochodzenia zacznie pojawiać się na rynku na początku 2022 r. (ma to już widoczne przełożenie w cenach zielonych certyfikatów na TGE – cena spadła z 292 zł/MWh w dniu 7 grudnia 2021 r. do 207 zł/MWh w dniu 8 marca 2022 r. i wraz z dalszym zwiększaniem się podaży, cena jeszcze powinna się obniżać). Warto w tym miejscu zauważyć, iż generacja energii z OZE w okresie 3-4 miesięcy może wynosić w tym okresie roku około 6 – 10 TWh w zależności od warunków atmosferycznych (przełom roku to z uwagi na warunki atmosferyczne miesiące o największej generacji energii wiatrowej, co potwierdziły dane za styczeń i luty, gdzie wytworzono odpowiednio 2,5 i 2,6 TWh w źródłach wiatrowych). Wprowadzenie proponowanych zmian w sposobie wnoszenia opłaty zastępczej spowoduje załamanie się rynku świadectw pochodzenia (istotny wzrost podaży zielonych certyfikatów na rynku poprzez ograniczenie popytu – uiszczanie opłaty zastępczej), co spowoduje problemy dla wielu wytwórców energii z OZE (głównie wiatru). Należy w tym miejscu wyraźnie podkreślić, iż wysoka cena energii elektrycznej na rynku nie zrekompensuje utraconych przychodów z tytułu załamania się cen zielonych certyfikatów - duża część inwestorów ma podpisane umowy długoterminowe na sprzedaż energii o cenie innej niż obecnie obserwowane na TGE.	

			Kolejna interwencja rządu w obszarze funkcjonuj cych instalacji będzie również negatywnym sygnałem dla inwestorów zamierzających ulokować swój kapitał w Polsce, co jest niezmiernie istotne również w kontekście już obserwowanego odpływu kapitału z rynków Europy Środowo – Wschodniej z uwagi na konflikt zbrojny na Ukrainie. Polska stoi przed koniecznością zwiększenia tempa inwestycji w źródła odnawialne, które gwarantują bezpieczeństwo energetyczne i uniezależnienie się od zewnętrznych dostaw surowców energetycznych, a proponowane rozwiązania naruszające prawa nabyte inwestorów mogą pogłębiać problemy z napływem kapitału inwestycyjnego na tego typu projekty.	
97.	Uwaga ogólna	PSEW	2. Morska energetyka wiatrowa Rok temu przyjęta została ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, która stała się podstawą do rozwoju projektów offshore w Polsce. Przypomnę, że prace nad tym aktem prawnym odb wały się w prawdziwym dialogu strony rządowej z inwestorami oraz polskim przemysłem, co pozwoliło na przygotowanie dobrych rozwiązań. Doceniamy również działania rządowe polegające na przygotowaniu stosownych aktów wykonawczych do ustawy, które są niezbędne dla jej prawidłowego wdrożenia. Inwestorzy optymalnie wykorzystali poprzedni rok, rozwijając swoje projekty w sposób umożliwiający ich realizacji w założonych harmonogramach. Realizacja tych kluczowych inwestycji w założonych terminach jest dziś racją stanu w kontekście zapewnienia Polsce bezpieczeństwa i niezależności energetycznej.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.

			Zdobyte w ostatnim roku doświadczenie przy realizacji tak dużych i skomplikowanych projektów inwestycyjnych pokazało, że istnieją obszary, które wymagają zmian, aby pierwsze polskie morskiej farmy wiatrowe mogły być sprawnie i efektywnie zbudowane. Cieszy nas, że polski rząd również dostrzega potrzebę optymalizacji niektórych przepisów ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych i w przedstawionym do konsultacji projekcie zaproponował również stosowne zmiany w obszarze sektora offshore. Szczególnie istotne w opinii Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej jest pilne wdrożenie przepisów dookreślających termin, od którego liczona jest waloryzacja kontraktu różnicowego w ramach mechanizmu wsparcia. W naszej opinii, biorąc pod uwagę procesy notyfikacyjne projektów pierwszej fazy prowadzone przed Komisją Europejską, niezbędne jest wprowadzenie tych regulacji jeszcze w tym roku (projekt rządowy zakłada stosowne zmiany, ale ich wprowadzenie przewidziano dopiero od 1 stycznia 2023 r.). Dynamika zmian na rynkach, w tym walutowych pokazuje, że potrzeba pilnych zmian jest dziś szczególnie istotna. Mądrzejsi o doświadczenia wynikające z dotychczas przeprowadzonych prac dostrzegamy również potrzebę optymalizacji w obszarze pozwoleń, które pozytywnie wpłyną na skrócenie czasu realizacji inwestycji offshore, a tym samym wpiszą się w działania zmierzające do dywersyfikacji źródeł energii w Polsce. Z uwagi na konieczność pilnego wdrożenia rozwiązań dotyczących morskiej energetyki wiatrowej zawartych w projekcie, a także zgłoszonych przez PSEW, rekomendujemy	

			wyodrębnienie przepisów we wskazanym zakresie do odrębnej regulacji, która będzie miała szansę szybkiej implementacji (przepisy dotyczące sektora morskiej energetyki wiatrowej, jako kwestie techniczne i doszczegóławiające nie powinny budzić kontrowersji, a sama morska energetyka wiatrowa jest powszechnie akceptowalna). Mając powyższe na uwadze w załączniku nr 2 do niniejszego pisma PSEW przedstawił stosowny projekt rozwiązań legislacyjnych, całościowo traktujący kwestie związane z morską energetyką wiatrową.	
98.	Uwaga ogólna	PSEW	**Efektywne wykorzystanie istniejącej infrastruktury sieciowej** Największa barierą rozwoju odnawialnych źródeł energii na dzień dzisiejszy jest kwestia możliwości przyłączania nowych projektów do sieci elektroenergetycznej. Obecnie większość wniosków o przyłączenie do sieci otrzymuje negatywną odpowiedź. Wyjściem naprzeciw obserwowanym problemom jest wprowadzenie rozwiązań prawnych umożliwiających współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej przez instalacje odnawialnych źródeł energii wytwarzających energię elektryczną z różnych rodzajów energii pierwotnej. Współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej, w szczególności przez źródła wiatrowe i fotowoltaiczne, spowoduje nie tylko odblokowanie możliwości przyłączania kolejnych instalacji do sieci w miejscach, gdzie nie ma już dostępnych mocy przyłączeniowych, ale będzie miało również korzystny wpływ na bilansowanie sieci elektroenergetycznych, poprzez wygładzenie profilu produkcji w danym punkcie przyłączenia do sieci w różnych okresach. W	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga poza zakresem projektu. Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.

			szczególności źródła wiatrowe oraz fotowoltaiczne są dla siebie komplementarne w tym sensie, że co do zasady, wytwarzają energię w różnych okresach – źródła fotowoltaiczne charakteryzują się wysoką produkcją energii w ciągu dnia, a w skali roku – latem, natomiast źródła wiatrowe – w nocy i zimą. Wygładzenie profilu produkcji poprzez łączenie różnych rodzajów źródeł wytwórczych w danym punkcie przyłączenia powinno zatem ułatwić operatorom bilansowanie systemów. Wprowadzenie rozwiązań umożliwiających współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej przez instalacje odnawialnych źródeł energii umożliwi zatem dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce, a także wpłynie korzystnie na bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznych, co jest kluczowe dla realizacji przez Polskę celów klimatycznych oraz redukcji cen energii elektrycznej. Idea współdzielenia infrastruktury energetycznej pomiędzy farmy wiatrowe i słoneczne jest uzasadniona ujemną korelacją prędkości wiatru i natężenia promieniowania słonecznego. Dodatkowym argumentem przemawiającym za takim rozwiązaniem jest dobowe przesunięcie dużych prędkości wiatru na godziny nocne, wobec oczywistego braku generacji słonecznej w tym czasie. Dla rzeczywistego zobrazowania powyższych zależności dokonano analizy prac dwóch źródeł o mocy zainstalowanej 20 MW – farmy wiatrowej oraz farmy fotowoltaicznej. Na poniższym wykresie zaprezentowano analizę statystyczną wartości mocy generowanych w instalacjach fotowoltaicznych na terenie Polski w okresie jednego roku. Na wykresie wyraźnie widać, iż przez około 2/3 czasu instalacja PV pracuje do 10%, a przez	

			około ¾ pracuje do 20% swojej mocy zainstalowanej, co daje dużo przestrzeni do optymalizacji i zwiększenia efektywności wykorzystania mocy przyłączeniowej. Na poniższym wykresie przedstawiono uporządkowane wartości mocy generowanej w okresie roku w instalacjach fotowoltaicznych zlokalizowanych na terenie Polski (zaznaczono obszary odpowiadające generacji odpowiednio powyżej 80%, 70% oraz 50% całkowitej mocy znamionowej instalacji). Obecnie w Polsce pracuje kilkaset farm wiatrowych, których infrastruktura sieciowa wykorzystana jest w większym zakresie niż dla farm PV. Niemniej jednak w tym przypadku maksymalne wartości generacji występują stosunkowo rzadko, szczególnie w letnich godzinach południowych, co pozostawia przestrzeń na bardziej efektywne wykorzystanie mocy przyłączeniowej przez połączenie źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych. Na dwóch poniższych slajdach przedstawiono roczną generację odpowiednio farmy wiatrowej i PV. Korelacja pomiędzy rozpatrywanymi przebiegami jest słaba, analiza statystyczna potwierdza ogólną obserwację, że okresy występowania najlepszych warunków wiatrowych oraz najlepszych warunków do generacji fotowoltaicznej na ogół występują rozłącznie. Pomiędzy roczna generacja farmy PV 20 MW roczna generacja farmy wiatrowej 20 MW wartościami mocy generowanej w poszczególnych kwadransach roku uzyskano współczynnik korelacji wynoszący -0,15, co zobrazowano na poniższym wykresie. Z analizy porównawczej przebiegów generacji ww. farmy wiatrowej oraz PV wynika, że moc znamio-	

			nowa farmy wiatrowej jest w ciągu roku wielokrotnie przekraczana, jeśli współpracuje z nią farma PV o identycznej mocy. Stany przekroczeń pokazano na poniższym rysunku. Dokładna ocena ilościowa wskazuje, że liczba tych przekroczeń (w ujęciu kwadransowym) nie przekracza 900 (czyli obejmuje ok 10% kwadransów w roku). Możliwe jest zatem ograniczaniemocy farmy PV, tak by łączna moc obydwu farm nie przekroczyła 20 MW. Roczny przebieg mocy PV wraz z rocznymi ograniczeniami przedstawiono na poniższym rysunku przebiegi przekroczeń ponad 20 MW Rzeczywistą miarą koniecznych ograniczeń generacji w farmie PV jest zmniejszenie wartości energii generowanej w ciągu roku. Wartość tę wyznacza się zgodnie z zależnością określającą stopień redukcji mocy w poszczególnych kwadransach roku. Może być ona wyznaczona w megawatogodzinach dla rozpatrywanej farmy, może być również odniesiona do energii, która byłaby wyprodukowana przy braku ograniczeń. Zgodnie z przeprowadzoną analizą, w omawianym przypadku roczna redukcja generowanej energii wynosiłaby 11%. W tym wypadku należy jednak pamiętać, że dodatkową korzyścią, którą należy uwzględnić w kalkulacji biznesowej jest konieczność poniesienia mniejszych nakładów na infrastrukturę sieciową nowego źródła (w tym wypadku PV), choć układ pracy farmy wiatrowej musiałby podlegać pewnej przebudowie. Dodatkowo należy zauważyć, iż w ramach projektów realizowanych przy wykorzystaniu cable pooling można dostosować drugie źródło w sposób ograniczający konieczność redukcji generowanej energii, poprawiając tym samym efektywność kosztową przedsięwzięcia (przy budowie do istniejącej farmy wiatrowej o mocy 20 MW nowego źródła PV o mocy	

			10 MW roczna redukcja generowanej energii wynosiłaby jedynie około 5%). Dostrzegając korzyści płynące z poprawy efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury sieciowej oraz w związku z koniecznością podjęcia pilnych działań na rzecz odblokowania możliwości przyłączania nowych źródeł OZE do sieci, PSEW zaproponował (załącznik nr 3) dedykowany projekt rozwiązań legislacyjnych umożliwiający wdrożenie rozwiązania opartego na współdzieleniu infrastruktury (cable pooling).	
99.	Uwaga ogólna	PSEW	**4. Realizacja inwestycji OZE** Mając na uwadze toczące się prace nad projektem Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej pragnie zwrócić uwagę na problem, z którym zmagają się obecnie firmy budowlane realizujące m.in. inwestycje OZE, a który wynika bezpośrednio z inwazji Rosji na Ukrainę. Wielu ukraińskich pracowników, w tym również pracujących w firmach budowlanych uczestniczących m.in. przy realizacji projektów odnawialnych źródeł energii, wyjechało walczyć o swoją ojczyznę. Braki personelu wpływają na harmonogramy tych firm, a co za tym idzie na harmonogramy budowy inwestycji wiatrowych. Co więcej, ciągle drożeje transport, co wpływa także na opłacalność inwestycji i dostępność materiałów budowlanych. Wiele firm członkowskich Stowarzyszenia współpracujących z firmami budowlanymi raportuje problemy tego typu, przy czym największy problem stanowi personel. W efekcie członkowie PSEW sygnalizują problemy z harmonogramem realizacji przedsięwzięć wiatrowych.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Proponowane wydłużenie terminu na rozpoczęcie sprzedaży energii w systemach FIT/FIP oraz aukcyjnym pierwotnie zawierał już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Ostatecznie przedmiotowe przepisy zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W świetle trwającego na Ukrainie konfliktu zbrojnego dodatkowemu nasileniu uległy występujące już opóźnienia w realizacji inwestycji OZE związane m.in. z zaburzeniem łańcuchów dostaw. Ponadto pojawiły się problemy logistyczne spowodowane odpływem siły roboczej na placach budów instalacji OZE, których znaczną część stanowili pracownicy z Ukrainy oraz kierunku wschodniego. Zawirowania na światowych rynkach rozpoczęte epidemią COVID-19, a pogłębione przez wojnę na Ukrainie uzasadniają dodatkowe wydłużenie terminu spełnienia zobowiązania do wprowadzenia energii elektrycznej do sieci lub jej sprzedaży oraz wieku urządzeń wchodzących w skład instalacji OZE z maksymalnie 12 do maksymalnie łącznie 18 miesięcy.

			Począwszy od 2020 r. deweloperzy zmuszeni są zmagać się z kryzysem w światowej gospodarce wywołane przez pandemiczne zawirowania, skutkujące wzrostem cen materiałów budowlanych i surowców do budowy farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Inwazja Rosji na Ukrainę jeszcze bardziej spotęgowała powyższe załamanie. Zdaniem Polskiego Związku Pracodawców Budownictwa trwająca wojna będzie miała bardzo poważne konsekwencje dla sektora budowlanego. Zgodnie z kalkulacjami w lutym 2022 r. koszty materiałów budowlanych wzrosły niemal o 30%. Zmiany cen i dostępność paliw spowodowane inwazją Rosji na Ukrainę dotykają praktycznie każdego, w tym również inwestorów i oczywistym jest, że sytuacja ta przedkładają się również na koszty realizowanych budów. Sytuacja ta dotyczy też rynku stali, kabli, kruszyw i wielu innych materiałów. Nie można także zapominać, że straty w opłacalności realizacji inwestycji generuje słabnąca wartość złotego na rynku walutowym. Skala problemu jest na tyle duża, że firmy budowlane uczestniczące przy realizacji instalacji odnawialnych źródeł energii mają znaczne opóźnienia w swoich harmonogramach. Pośrednio branża energetyki wiatrowej także odczuwa skutki tych opóźnień. Największy problem zauważalny jest przy projektach, których realizacja jeszcze się nie rozpoczęła. Wynika to, jak już wcześniej zakreślono, z powodu problemu z dostawami komponentów, czy też dostępnością personelu W związku z powstałymi problemami wobec harmonogramów realizacji przedsięwzięć, w opinii PSEW konieczne jest odroczenie terminu wprowadzenia do	Dodatkowo wprowadza się przepisy przejściowe regulujące kwestie wydanych postanowień, dla których okres w nich wskazany nie upłynął przed wejściem w życie niniejszej ustawy, oraz złożonych, a jeszcze nierozpatrzonych wniosków. Dla postanowień przedłużających terminy wskazany okres jest przedłużany z mocy prawa (łącznie jednak do maksymalnie 18 miesięcy). Dla złożonych i nierozpatrzonych wniosków o przedłużenie terminu spełnienia zobowiązania (na dotychczasowych zasadach – maksymalnie 12-miesięcznego terminu) okres spełnienia zobowiązania może być wydłużony – łącznie jednak do maksymalnie 18 miesięcy.

			sieci pierwszej energii wytworzonej z projektów odnawialnych źródeł energii, które wygrały aukcje w 2020 i 2021 r., wyznaczonego zgodnie z art. 74 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r. poz. 610, ze zm.), o co najmniej 18 miesięcy. Ujmując całościowo opisaną powyżej problematykę realizacji instalacji odnawialnych źródeł energii, zdaniem Stowarzyszenia konieczne jest także podjęcie jednoznacznych kroków wydłużających ważność kluczowych pozwoleń inwestycyjnych. Tym samym PSEW postuluje o wydłużenie terminu, o którym mowa w art. 37 ust. 1 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2021 r. poz. 2351, ze zm.) wygaśnięcia pozwolenia na budowę z trzech do pięciu lat. Co więcej niezbędne jest także wydłużenie okresu ważności warunków przyłączenia, które zgodnie z art. 8i ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, ze zm.) są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. PSEW postuluje o wydłużenie ww. okresu o kolejne dwa lata. Z uwagi na skalę opisanego problemu oraz jego nagły charakter, PSEW analogicznie, jak w przypadku morskiej energetyki wiatrowej, rekomenduje przygotowanie stosownych przepisów i wyodrębnienie ich jako nowego projektu regulacji, który będzie mieć szansę szybkiej implementacji.	
100.	Uwaga ogólna	PSEW	**5. Umożliwienie inwestycji w lądową energetykę wiatrową** Wojna w Ukrainie przyspiesza transformację energetyczną w Europie, a kolejne kraje deklarują zwiększony rozwój i szybsze przejście na energetykę odnawialną. Także w Polsce filarem bezpieczeństwa	**Uwaga wyjaśniona** W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207),

			energetycznego musi być szybka redukcja naszej zależności od paliw kopalnych oraz jak najszybsza eliminacja dostaw surowców energetycznych z Rosji. Dziś, w najlepiej pojętym interesie narodowym Polski jest nadanie priorytetu rozwojowi energetyki odnawialnej, bo im więcej OZE w systemie, tym mniejsze zużycie węgla i gazu. Dlatego konieczne jest bezzwłoczne odblokowanie rozwoju energetyki wiatrowej, która ma olbrzymi potencjał jako najtańsze i niezależne źródło energii dla polskich domów i zakładów przemysłowych. Rozwój energetyki wiatrowej to dziś nasza racja stanu - wykorzystując wiatr jako źródło taniej energii Polska stanie się niezależna energetycznie, a co za tym idzie bezpieczna. Wiatr wieje niezależnie od sytuacji geopolitycznej i żadne zewnętrzne działanie polityczne nie jest w stanie go zatrzymać. System elektroenergetyczny oparty o rozproszone źródła energii, a takimi są farmy wiatrowe i inne instalacje OZE, jest też dużo odporniejszy na wszelkie zagrożenia natury militarnej. W obliczu obecnej sytuacji geopolitycznej szybkie, dobrze zaplanowane przejście na odnawialne źródła energii to jedyna droga do bezpieczeństwa energetycznego, a co więcej - do nowych miejsc pracy, których potrzebuje polska gospodarka. Od lat nasza zależność od importu jest zbyt wysoka – z zagranicy sprowadzamy połowę wszystkich zużywanych surowców energetycznych. Obecnie importujemy około 80% zużywanego gazu, prawie 100% ropy, a nawet około 20% zużywanego w Polsce węgla. W imporcie węgla do Polski dominującym dostawcą jest Rosja, której udział w 2020 roku wyniósł 75%. Wywołana przez nią wojna	który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.

			jeszcze dobitniej pokazuje, że najważniejszym sposobem na zapewnienie niezależności energetycznej będą inwestycje w OZE. Najprostszą i najszybszą metodą odchodzenia od paliw kopalnych jest zatem budowanie nowych mocy w odnawialnych źródłach energii. W tym celu musimy również uprościć nazbyt skomplikowane obecnie procedury administracyjne, tak aby nowe moce mogły powstać w ciągu najbliższych 12-24 miesięcy, a nie 4-5 lat, jak ma to miejsce w obecnym systemie regulacji prawnych dla energetyki wiatrowej. Takie działania nie tylko pozwolą na implementację postanowień dyrektywy RED II, ale również umożliwią dość szybko uniezależnić Polskę od surowców energetycznych z Rosji. Obecnie główną barierą dla rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce nie jest akceptacja społeczna, finanse czy technologia. Jest nią niezrozumiały brak decyzji o odblokowaniu tego sektora poprzez liberalizację zasady 10H, która od 2016 roku wyklucza 99 proc. obszaru Polski z inwestycji wiatrowych. A co za tym idzie - pogłębia zależność Polski od importu paliw kopalnych, w tym tych z Rosji. Rozwój lądowej energetyki wiatrowej to poza kwestiami bezpieczeństwa również przyśpieszenie polskiej transformacji energetycznej i szereg korzyści dla gospodarki. Raport Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej pokazuje, że nowe farmy wiatrowe przy najlepszym scenariuszu rozwoju zagwarantują 70-133 mld zł przyrostu PKB, 490-935 mln zł dodatkowych wpływów do samorządów, ok. 80 mld zł zamówień na produkty i usługi	

			w łańcuchu dostaw oraz 51 do 97 tysięcy nowych miejsc pracy w perspektywie do 2030 r. Jednak, mimo konkretnych korzyści, przygotowane już przed rokiem regulacje, których celem jest zniesienie szkodliwych ograniczeń w budowie farm wiatrowych w Polsce, nadal nie doczekały się finalizacji – pozostawienie tego ograniczenia jest sprzeczne z zapisami dyrektywy RED II, której implementację zakłada omawiany projekt nowelizacji ustawy OZE. Powyższe oznacza, iż w celu pełnej implementacji dyrektywy RED II niezbędne jest zlikwidowanie sztucznych barier prawnych całkowicie uniemożliwiających dziś budowę nowych źródeł wiatrowych, tj. tzw. zasadę 10h. Utrzymywanie się tych najbardziej restrykcyjnych w Europie przepisów, skazuje nas na dalsze uzależnienie się od zewnętrznych dostaw surowców energetycznych, co jest sprzeczne z polską racją stanu.	
101.	Uwaga ogólna	PSEW	Przygotowano projekt ustawy o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw	**Uwaga bezprzedmiotowa** Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.

			U S T A W A z dnia ……. 2021 r. **o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw**[2)] **Art. 1.** W ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 234, 784, 1093 i 1642) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 3 po pkt 9 dodaje się pkt 9a w brzmieniu: „9a) wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z tej instalacji do miejsca rozgraniczenia własności – stopę dyskontową, dla której bieżąca wartość netto oczekiwanych wolnych przepływów pieniężnych dla właścicieli kapitału własnego i obcego danego projektu inwestycyjnego morskiej farmy wiatrowej, wynosi zero; obliczaną zgodnie z formułą: $$\sum_{i=0}^{n} \frac{CF_i}{(1+IRR)^i} = 0$$ gdzie: CF_i – oznacza wolne przepływy pieniężne z inwestycji przynależne dla właścicieli kapitału własnego i obcego w danym okresie, przy czym kalkulacja wolnych przepływów pieniężnych nie obejmuje zaciągania kredytów ani ich spłaty i kosztów obsługi,	

			N – oznacza liczbę okresów dla których występują przepływy, IRR – oznacza wewnętrzną stopę zwrotu;"; 2) w art. 10 ust. 6 oznaczenie symbolu Cs otrzymuje brzmienie: „Cs – cenę skorygowaną, wyrażoną w zł/MWh, z uwzględnieniem art. 38 ust. 5 oraz ust 5a, obowiązującą do końca miesiąca, w którym złożono oświadczenie, o którym mowa w zdaniu pierwszym, stanowiącą podstawę wypłaty ujemnego salda zgodnie z art. 40 ust. 1 pkt 3,"; 3) w art. 16 ust. 3 w pkt 2 wyrazy „publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE" zastępuje się wyrazami „publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki, zwanym dalej „Biuletynem Informacji Publicznej URE,"; 4) w art. 18 w ust. 6 wyrazy „może być" zastępuje się wyrazami „może być wyłącznie"; 5) w art. 20 ust. 1 otrzymuje brzmienie: „Art. 20. 1. W przypadku gdy po wydaniu decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, i przed rozpoczęciem prac związanych z budową morskiej farmy wiatrowej nastąpiła istotna zmiana w parametrach rzeczowych realizacji budowy morskiej farmy wiatrowej wpływająca na zmianę parametrów	

2) Niniejszą ustawą zmienia się ustawy: ustawę z dnia 21 marca 1991 r o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, , ustawę z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, ustawę z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz ustawę z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne.

			finansowych i powodująca zwiększenie wewnętrznej stopy zwrotu inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z tej instalacji do miejsca rozgraniczenia własności o więcej niż 0,5 punktu procentowego w stosunku do wewnętrznej stopy zwrotu wskazanej w tej decyzji, wytwórca, któremu wydano tę decyzję, występuje do Prezesa URE z wnioskiem o aktualizację ceny wskazanej w tej decyzji.”; 6) w art. 27 skreśla się ust. 3; 7) art. 30 ust. 10 w zdaniu drugim wyraz „regulaminu” zastępuje się wyrazami „projektu regulaminu”; 8) w art. 38: a) ust. 5 otrzymuje brzmienie: „5. Cena wskazana w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo wynikająca z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo cena skorygowana, o której mowa w art. 11 ust. 3, a także cena skorygowana, o której mowa w art. 10 ust. 4 i 6, podlegają waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”.”, b) po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu: „5a. Waloryzacja, o której mowa w ust. 5 następuje corocznie, przy czym pierwszego obliczenia zwaloryzowanej ceny, o której mowa	

			w ust. 5, dokonuje się przed złożeniem wniosku o udzielenie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części, uwzględniając okres począwszy od: 1) roku 2021 - w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo 2) roku rozstrzygnięcia aukcji - w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4.”; 9) w art. 40 ust. 1 pkt 1 lit. b otrzymuje brzmienie: „b) wartości energii elektrycznej, o której mowa w lit. a, ustalonej na podstawie ceny zawartej w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo wynikającej z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo ceny skorygowanej, o której mowa w art. 11 ust. 3 pkt 2, skorygowanej zgodnie z art. 10 ust. 4 albo 6, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 38 ust. 5 oraz w ust. 5a, wyrażonej w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, z uwzględnieniem wskazania daty pierwszego wprowadzenia tej energii elektrycznej do sieci;”; 10) w art. 49 po ust. 6 dodaje się ust 7 w brzmieniu: „7. Zmiana warunków przyłączenia lub wydanie nowych warunków przyłączenia w miejsce warunków, które stanowiły podstawę do zawarcia umowy o przyłączenie, po zawarciu umowy o przyłączenie, nie wymagają wydania wstępnych	

			warunków przyłączenia, chyba że zmiana dotyczy zwiększenia mocy przyłączeniowej.”; 11) w art. 58 w ust. 11 wyrazy „może być” zastępuje się wyrazami „może być wyłącznie”; 12) w art. 60 ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Operatorowi systemu przesyłowego przysługuje prawo opcji zakupu zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w przypadku gdy: 1) opracowany przez niego plan rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy - Prawo energetyczne, obejmujący polskie obszary morskie w rozumieniu ustawy o obszarach morskich został uzgodniony przez Prezesa URE; 2) warunki przyłączenia dla tego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy zostały wydane po dniu uzgodnienia planu, o którym mowa w pkt 1; 3) zakup tego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy jest niezbędny do zrealizowania przez niego inwestycji o charakterze strategicznym oraz uzasadniony ze względu na równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii; 4) warunki przyłączenia dla tego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej nie dotyczą morskich farm wiatrowych, zlokalizowanych w granicach obszarów określonych w załączniku nr 1 do ustawy.”;	

			13) w art. 64 w ust. 2 pkt 1 i 2 otrzymują brzmienie: „1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby oraz numer NIP, o ile wytwórcy nadano ten numer; 2) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby oraz numer NIP, o ile nabywcy morskiej farmy wiatrowej nadano ten numer;”; 14) w art. 64 w ust. 3 w pkt 1 skreśla się wyrazy „(Dz. U. poz. …)”; 15) w art. 65 w ust. 2 wyrazy „zgodne oświadczenie” zastępuje się wyrazami „zgodne oświadczenia”; 16) w art. 77 po ust. 1 dodaje się ust. 1a i 1b w brzmieniu: „1a. Decyzje, o których mowa w ust. 1 wydaje się w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku o wydanie takiej decyzji. 1b. Do terminu określonego w ust. 1a nie wlicza się okresów zawieszenia postępowania, okresu trwania mediacji oraz okresów opóźnień spowodowanych z winy strony albo przyczyn niezależnych od organu.”; 17) po art. 81 dodaje się art. 81a w brzmieniu: „Art. 81a. Wymóg sporządzenia projektu robót geologicznych, o którym mowa w art. 79 ust. 1a ustawy z dnia 9 czerwca 2011 – Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2021 r. poz. 1420 i 2269), nie dotyczy prac geologicznych w granicach obszarów morskich Rzeczypospolitej Polskiej obejmujących wyłącznie wykonywanie badań geofizycznych,	

			których celem jest określenie budowy geologicznej dna morskiego w rejonie zamierzonego przedsięwzięcia w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących wyprowadzeniu mocy.”; 18) w art. art. 82 ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Ekspertyzy, o których mowa w ust. 2, sporządza podmiot, który udokumentuje posiadane doświadczenie w zakresie oceny dokumentacji technicznej oraz nadzoru nad budową, przebudową lub eksploatacją zespołu urządzeń służącego do wyprowadzenia mocy. Dokumenty potwierdzające doświadczenie podmiotu sporządzającego ekspertyzy, o których mowa w ust. 2, wytwórca przedkłada operatorowi systemu przesyłowego.”; 19) po art. 84 dodaje się art. 84a w brzmieniu: „Art. 84a. W przypadku przyznania wytwórcy prawa do pokrycia ujemnego salda na podstawie rozdziału 3 lub rozdziału 4, okres obowiązywania pozwoleń lub uzgodnień, o których mowa odpowiednio w art. 23 ust. 1, 26 ust. 1 i 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, określony odpowiednio w art. 23 ust. 6 oraz 26 ust. 5 tej ustawy, ulega wydłużeniu do dnia upływu okresu, o którym mowa w art. 6.”; 20) w art. 87 w ust. 2 skreśla się wyrazy „stanowią dochód budżetu państwa i”; 21) w art. 88 skreśla się zdanie drugie; 22) skreśla się art. 90. **Art. 2.** W ustawie z dnia 21 marca 1991 r o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i	

			administracji morskiej (Dz. U. z 2020 r. poz. 2135 oraz z 2021 r. poz. 234 i 1718.) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 23 ust. 6g otrzymuje brzmienie: „6g. Organ, który wydał pozwolenie, może przedłużyć jego ważność na okres do 20 lat w przypadku, gdy: 1) sztuczne wyspy, konstrukcje i urządzenia zostały wzniesione oraz były wykorzystywane zgodnie z wymaganiami określonymi w pozwoleniu, o którym mowa w ust. 1 lub 2) pozwolenie dotyczy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, a podmiot, któremu udzielono pozwolenia uzyskał prawo do pokrycia ujemnego salda na podstawie rozdziału 3 albo 4 tej ustawy. Przedłużenie ważności następuje w drodze decyzji, na wniosek podmiotu, któremu udzielono pozwolenia, złożony nie później niż 120 dni przed upływem terminu określonego w ust. 6 lub terminu, o którym mowa w art. 84a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. z 2021 r. poz. 234, 784, 1093 i 1642). Przepisy ust. 2-5, art. 27a i art. 27b ust. 1 stosuje się	

			odpowiednio, z zastrzeżeniem postanowień ust. 6h. Przepisów art. 27c-27p nie stosuje się.”; 2) w art. 23 po ust. 6g dodaje się ust. 6h w brzmieniu: „6h. Jeżeli przedłużenie ważności pozwolenia, o którym mowa w ust. 1 następuje w trybie, o którym mowa w ust. 6g pkt 2 i dotyczy wyłącznie umożliwienia dalszej eksploatacji morskiej farmy wiatrowej: 1) w przypadku przedłużenia na okres do 5 lat, art. 27b ust. 1 nie stosuje się; 2) w przypadku przedłużenia na okres powyżej 5 lat, a przedłużenie dotyczy istniejącej morskiej farmy wiatrowej, art. 27b ust. 1 stosuje się odpowiednio, z tym zastrzeżeniem, iż opłatę oblicza się w oparciu o 0,5% wartości przedsięwzięcia w proporcji do okresu wydłużenia ponad okres 5 lat.”; 3) w art. 27b: a) po ust. 6 dodaje się ust. 6a w brzmieniu: „6a. Obowiązek uzyskania opinii, o których mowa w art. 23 ust. 2, art. 26 ust. 2 i 3 lub art. 27 ust. 1, w przypadku, o którym mowa w ust. 6, nie dotyczy przenoszenia pozwoleń, o których mowa w art. 23 ust. 1 albo art. 26 ust. 1 albo uzgodnień, o których mowa w art. 27 ust. 1, pomiędzy podmiotami wchodzącymi w skład jednej grupy kapitałowej w rozumieniu art. 4 pkt 14 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i	

			konsumentów (Dz. U. z 2020 r. poz. 1076 i 1086) albo pomiędzy podmiotami, w których 100% udziałów lub akcji w kapitale zakładowym posiadają te same podmioty.”, b) po ust. 7 dodaje się ust. 8 w brzmieniu: „8. W przypadku przenoszenia pozwoleń, o których mowa w art. 23 ust. 1 albo art. 26 ust. 1 lub uzgodnień, o których mowa w art. 27 ust. 1, pomiędzy podmiotami wchodzącymi w skład jednej grupy kapitałowej w rozumieniu art. 4 pkt 14 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów albo pomiędzy podmiotami, w których 100% udziałów lub akcji w kapitale zakładowym posiadają te same podmioty, przepisów ust. 7 pkt 1 i 4 nie stosuje się.”; 4) art. 27t otrzymuje brzmienie: „Art. 27t. Podmiot, któremu udzielono pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1, art. 26 ust. 1 lub uzgodnienia, o którym mowa w art. 27 ust. 1, przed rozpoczęciem użytkowania przedsięwzięcia lub jego etapu, przekazuje Państwowej Morskiej Służbie Hydrograficznej oraz dyrektorowi urzędu morskiego, właściwemu dla miejsca położenia przedsięwzięcia: 1) dokumentację geodezyjną, zawierającą wyniki przeprowadzonych prac, w tym współrzędne geocentryczne geodezyjne wszystkich obiektów podlegających inwentaryzacji zlokalizowanych w granicach przedsięwzięcia, naniesione na	

			mapę obszarów morskich pozyskaną od Państwowej Morskiej Służby Hydrograficznej oraz informację o zgodności usytuowania obiektu budowlanego z projektem zagospodarowania działki lub terenu lub odstępstwach od tego projektu sporządzone przez osobę posiadającą odpowiednie uprawnienia zawodowe w dziedzinie geodezji i kartografii; 2) w przypadku braku obowiązku sporządzania dokumentacji geodezyjnej dla przedsięwzięcia: współrzędne geocentryczne geodezyjne wszystkich obiektów podlegających inwentaryzacji zlokalizowanych w granicach przedsięwzięcia, naniesione na mapę obszarów morskich pozyskaną od Państwowej Morskiej Służby Hydrograficznej oraz wyniki pomiarów umożliwiające lokalizację każdego elementu przedsięwzięcia za pomocą współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych.”; 5) w art. 37i: a) ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Plan podlega okresowej ocenie pod kątem potrzeby jego aktualizacji, w szczególności na wniosek podmiotu zamierzającego wytwarzać energię elektryczną w morskiej farmie wiatrowej, nie rzadziej jednak niż raz na 5 lat.”, b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:	

			„3. Po przeprowadzeniu oceny dyrektor urzędu morskiego opracowuje raport o stanie zagospodarowania obszarów morskich. Wyniki tej oceny oraz raport są przekazywane ministrom właściwym do spraw: gospodarki morskiej, gospodarki wodnej, energii, rozwoju regionalnego, budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa.”; 6) w art. 66a po ust. 1 dodaje się ust 1a w brzmieniu: „1a. Dla pozwoleń na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, o których mowa w art. 26 ust. 1 oraz uzgodnień, o których mowa w art. 27 ust. 1, dotyczących przedsięwzięcia, dla którego przed dniem 1 czerwca 2019 r. wydano pozwolenie na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń, o którym mowa w art. 23 ust. 1, nie stosuje się art. 26 ust. 6.”. **Art. 3.** W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, 868, 1093, 1505, 1642, 1873, 2269, 2271, 2376 i 2490 oraz z 2022 r. poz. 1.) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 49a ust. 5 pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii lub w morskiej farmie wiatrowej w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania	

			energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;”. **Art. 4.** W ustawie z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2021 r. poz. 2373 i 2389) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 72 po ust. 4a dodaje się ust. 4b w brzmieniu: „4b. Złożenie wniosku o wydanie decyzji, o których mowa w ust. 1, wydawanych dla obiektu energetyki jądrowej lub inwestycji towarzyszącej, dla inwestycji w zakresie terminalu, a także dla inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 234, 784, 1093 i 1642), może nastąpić w terminie 10 lat od dnia, w którym decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach stała się ostateczna.”. **Art. 5.** W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r. poz. 610, 1093, 1873 i 2376) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 120 ust. 1 otrzymuje brzmienie: „Art. 120. 1. Gwarancja pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym w morskich farmach wiatrowych w	

			rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, wydawana w postaci elektronicznej, zwana dalej „gwarancją pochodzenia", jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych oraz, że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii.". **Art. 6.** Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2233 i 2368 oraz z 2022 r. poz. 88) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 261 po ust. 2a dodaje się ust. 2b w brzmieniu: „2b. Wymóg zawarcia umowy użytkowania i uiszczenia opłaty rocznej nie dotyczy gruntów na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, dla których uzyskano zezwolenie, o którym mowa w art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z ….)"; 2) w art. 395 po pkt 16 dodaje się pkt 17 w brzmieniu: „17) ułożenie i utrzymywanie na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego kabli służących do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych, dla których wydane zostało pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ust. 1 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	

			(Dz. U. z 2020 r. poz. 2135 oraz z 2021 r. poz. 234 i 1718.).”. **Art. 6.** Przepis art. 38 ust. 5 oraz ust. 5a ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą stosuje się także do decyzji, o których mowa w art. 16 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 wydanych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy. **Art. 7.** Przepis art. 84a ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą stosuje się także do pozwoleń lub uzgodnień, o których mowa odpowiednio w art. 23 ust. 1, 26 ust. 1 i 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, wydanych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy. **Art. 8.** Pierwszej oceny, o której mowa w art. 37i ustawy zmienianej w art. 2 niniejszej ustawy, dokonuje się nie później niż 31 grudnia 2024 r. **Art. 9.** Przepis art. 72 ust. 4b ustawy zmienianej w art. 4, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą stosuje się również do decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach wydanych przed wejściem w życie niniejszej ustawy. **Art. 10.** Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.	
102.	Uwaga ogólna	PSEW	Przygotowano projekt ustawy o zmianie ustawy – **Prawo energetyczne i innych ustaw** **USTAWA** z dnia ……. 2021 r.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga poza zakresem projektu. Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla

			o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i innych ustaw **Art. 1.** W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 7 dodaje się ust. 3f-3p o treści: „3f. Wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci jednostki wytwarzania energii elektrycznej zawiera określenie wnioskowanej mocy przyłączeniowej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, rozumianej jako deklarowana przez wnioskodawcę maksymalna moc czynna netto, planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci w sposób ciągły, tj. w okresach 15-minutowych, w określonym miejscu przyłączenia do sieci, mieszcząca się w zakresie zdolności technicznej do regulacji mocy czynnej tej jednostki wytwarzania energii elektrycznej („wnioskowana moc przyłączeniowa jednostki wytwarzania energii elektrycznej”). Załącznik do wniosku o wydanie warunków przyłączenia do sieci jednostki wytwarzania energii elektrycznej o mocy większej niż 1 MW stanowi analiza zdolności technicznej danej jednostki wytwarzania energii elektrycznej do regulacji mocy czynnej. 3g. Moc przyłączeniową jednostki wytwarzania energii elektrycznej określa się w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość	OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej. Co więcej, należy również wskazać, że zaproponowane rozwiązania mają duży wpływ na funkcjonowanie KSE i bezpieczeństwo pracy KSE. Wpływają one również na przyjęte obecnie zasady dotyczące planowania pracy sieci i przyłączonych do niej jednostek wytwórczych, przede wszystkim na bezpieczną pracę sieci oraz ochronę odbiorców. Wprowadzenie takich rozwiązań musiałoby być poprzedzone dokładnymi analizami technicznymi np. w zakresie mocy zwarciowych, wpływu na sieci oraz inne jednostki wytwórcze, odbiorców itp. Przyjęcie zaproponowanych rozwiązań technicznych wymagałoby szerszego zakresu zmian prawnych. Odnośnie artykułu 7c: Ilości energii wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci przez jednostkę wytwórczą są wykazywane wprost przez układ pomiarowo-rozliczeniowy. Odnośnie art. 3: Do wniosków o określenie warunków przyłączenia złożonych przed dniem wejścia w życie ustawy powinny być stosowane przepisy dotychczasowe. Złożone wnioski są w trakcie procedowania według przepisów obowiązujących w dniu ich złożenia, są w toku zlecone ekspertyzy wpływu na sieć, dla zachowania porządku prawnego i zaufania podmiotów wobec prawa nie jest zasadna zmiana zasad w toku postępowania mającego na celu wydanie warunków przyłączenia.

			maksymalną wyznaczaną w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych służącą do zaprojektowania przyłącza, mniejszą lub równą mocy zainstalowanej tej jednostki wytwarzania energii elektrycznej. 3h. Jednostka wytwarzania energii elektrycznej przyłączana do sieci musi posiadać techniczną zdolność do regulacji mocy czynnej, zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci. Właściwy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, określając warunki przyłączenia do sieci jednostki wytwarzania energii elektrycznej, może określić środki techniczne służące ograniczeniu ryzyka przekroczenia mocy przyłączeniowej. 3i. Warunkiem przyłączenia do sieci jednostki wytwarzania energii elektrycznej jest potwierdzenie w toku uzyskiwania ostatecznego pozwolenia na użytkowanie, o którym mowa w przepisach rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci, że rzeczywista maksymalna moc czynna netto, planowana do wprowadzania do sieci w sposób ciągły, tj. w okresach 15-minutowych, w określonym	

			punkcie przyłączenia, mieszcząca się w zakresie zdolności technicznej do regulacji mocy czynnej tej jednostki wytwarzania energii elektrycznej nie przekracza określonej w umowie o przyłączenie do sieci mocy przyłączeniowej. 3j Dopuszcza się przyłączenie w jednym miejscu przyłączenia do sieci więcej niż jednej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, poprzez wyposażenie ich w jeden układ wyprowadzania mocy do sieci, pod warunkiem zapewnienia środków technicznych umożliwiających regulację mocy czynnej tych jednostek wytwarzania energii elektrycznej. Jednostki wytwarzania energii elektrycznej, o których mowa w zdaniu poprzednim, mogą wykorzystywać różne rodzaje energii pierwotnej. 3k. Przyłączenie do sieci kolejnej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, z wykorzystaniem istniejącego układu wyprowadzania mocy, w wyniku którego dochodzi do istotnej modernizacji modułu wytwarzania energii, wymaga złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz zawarcia umowy o przyłączenie do sieci zmodernizowanego modułu wytwarzania, w skład którego wchodzą wszystkie jednostki wytwarzania energii elektrycznej, które zostaną przyłączone do sieci z wykorzystaniem jednego układu wyprowadzania mocy. W takim	

			przypadku termin, o którym mowa w ust. 2a pkt 1), określa się dla jedynie dla jednostki wytwarzania energii elektrycznej, która nie była przyłączona do sieci. 3l. Jeżeli tytuły prawne do korzystania z jednostek wytwarzania energii elektrycznej, o których mowa w ust. 3j, należą do różnych podmiotów, wówczas podmioty te: a) składają wspólny wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci, b) zawierają wspólną umowę o przyłączenie do sieci, c) mogą zawierać wspólne umowy o dostarczanie energii, upoważniając jeden podmiot do reprezentowania ich w stosunku do właściwego przedsiębiorstwa energetycznego, zobowiązanego do wydania warunków przyłączenia, lub będącego stroną umowy o przyłączenie do sieci lub umowy o dostarczanie energii; podmiot ten ponosi odpowiedzialność odszkodowawczą w stosunku do właściwego przedsiębiorstwa energetycznego za naruszenie zobowiązań wynikających z umów, o których mowa w zdaniu poprzednim. Wzajemne prawa i obowiązki podmiotów posiadających tytuły prawne do korzystania z jednostek wytwarzania energii elektrycznej, o których mowa w ust. 3j, określa odrębna umowa.	

			3m. W przypadku określonym w ust. 3j, właściwy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może wymagać określenia we wniosku o wydanie warunków przyłączenia do sieci przewidywanego stopnia wykorzystania mocy przyłączeniowej. 3n. W przypadku określonym w ust. 3j, właściwy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określając warunki przyłączenia do sieci, określa szczegółową lokalizację układów pomiarowo – rozliczeniowych umożliwiających pomiar energii pobranej i wprowadzonej do sieci przez każdą z jednostek wytwarzania energii elektrycznej, z uwzględnieniem przepisów wydanych na podstawie art. 9 ust. 4 pkt 2), a w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii - z uwzględnieniem przepisów wydanych na podstawie art. 61 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. 3o. W przypadku przekroczenia mocy przyłączeniowej, określonej w umowie o przyłączenie do sieci, w określonym w niej punkcie przyłączenia do sieci, właściwy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może zastosować ograniczenie mocy w tym punkcie przyłączenia do sieci. W przypadku zastosowania takiego ograniczenia, właściwy operator	

			systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego ponosi jedynie odpowiedzialność odszkodowawczą za szkody spowodowane rażącym niedbalstwem lub z winy umyślnej. 3p. Właściwy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może, na wniosek podmiotu przyłączonego do sieci, wyrazić zgodę na wprowadzanie do sieci energii elektrycznej z przekroczeniem mocy przyłączeniowej. W przypadku wyrażenia zgody, o której mowa w zdaniu poprzednim, przepisu ust. 3o nie stosuje się.”. 2) Dodaje się art. 7c w brzmieniu: „Art. 7c. 1. Ilość energii wprowadzonej do lub pobranej z sieci przez każdą z jednostek wytwarzania energii elektrycznej, o których mowa w art. 7 ust. 3j, w obowiązującym okresie rozliczeniowym jest równa ilorazowi ilości energii, odpowiednio, wprowadzonej do lub pobranej z sieci, wskazanej przez układ pomiarowo-rozliczeniowy danej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, o którym mowa w art. 7 ust. 3n do sumy ilości energii odpowiednio, wprowadzonej do lub pobranej z sieci, wskazanej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe wszystkich jednostek wytwarzania energii w tym okresie rozliczeniowym, pomnożonemu przez ilość energii	

			odpowiednio, wprowadzonej do lub pobranej z sieci, wskazanej przez układ pomiarowo-rozliczeniowy zainstalowany w miejscu przyłączenia modułu wytwarzania do sieci. 2. Właściwy operator systemu, do którego sieci przyłączony jest moduł wytwarzania, ma obowiązek potwierdzania odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w art. 7 ust. 3n, dla poszczególnych jednostek wytwarzania energii elektrycznej.”. 3) W art. 9 ust. 4 w pkt 2) po słowach: „oraz linii bezpośrednich” dodaje się słowa: „a także lokalizację układów pomiarowo – rozliczeniowych umożliwiających pomiar energii pobranej lub wprowadzonej do sieci przez każdą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przyłączoną do sieci zgodnie z art. 7 ust. 3j, z wyłączeniem instalacji odnawialnego źródła energii.”. **Art. 2.** W ustawie 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wprowadza się następujące zmiany: 1) W art. 61: a) W pkt 3) po słowach „w art. 70b ust. 8” dodaje się słowa: „z uwzględnieniem przypadków, o których mowa w art. 7 ust. 3j ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne”;	

			b) po wyrazach „potrzebę ustalenia ilości wytwarzanej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii” dodaje się wyrazy: „a następnie wprowadzonej do sieci”. 2) W art. 70a po ust. 2a dodaje się ust. 2b w brzmieniu: „2b. Warunek posiadania wyodrębnionego zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii do sieci dystrybucyjnej, o którym mowa w ust. 1 i 2, uznaje się za spełniony również wówczas, gdy dana instalacja odnawialnego źródła energii przyłączana do sieci dystrybucyjnej w przypadku określonym w art. 7 ust. 3j ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne została wyposażona w układ pomiarowo-rozliczeniowy pozwalający na pomiar energii wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci przez tę instalację odnawialnego źródła energii w sposób zgodny z przepisem art. 7 ust. 3m ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.”.	

			3) W art. 71 po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu: „1a. Warunek posiadania wyodrębnionego zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, o którym mowa w ust. 1 uznaje się za spełniony również wówczas, gdy dana instalacja odnawialnego źródła energii przyłączana do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej w przypadku określonym w art. 7 ust. 3j ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 – Prawo energetyczne została wyposażona w układ pomiarowo-rozliczeniowy pozwalający na pomiar energii wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci przez tę instalację odnawialnego źródła energii w sposób zgodny z przepisem art. 7 ust. 3m ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.”. 4) W art. 75 po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu: „1a. Warunek posiadania wyodrębnionego zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, o którym mowa w ust. 1 uznaje się za spełniony również wów-	

			czas, gdy dana instalacja odnawialnego źródła energii przyłączana do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej w przypadku określonym w art. 7 ust. 3j ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 – Prawo energetyczne została wyposażona w układ pomiarowo-rozliczeniowy pozwalający na pomiar energii wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci przez tę instalację odnawialnego źródła energii w sposób zgodny z przepisem art. 7 ust. 3m ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.”. 5) W art. 121 dodaje się ust. 3a w brzmieniu: „3a. Wniosek, o którym mowa w ust. 2 może złożyć również wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w jednostce wytwarzania energii elektrycznej, o której mowa w art. 7 ust. 3j ustawy - Prawo energetyczne. W takim przypadku dane, o których mowa w ust. 3 pkt 3) ustala się zgodnie z art. 7c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.”. **Art. 3.** 1. Ustawa wchodzi w życie w terminie 14 dni od dnia ogłoszenia. 2. Do wniosków o określenie warunków przyłączenia nierozpatrzonych do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.	

103.	Uwaga ogólna	ISEE	Inwestycje biometanowe najprawdopodobniej nie będą finansowane przez sektor bankowy. Z perspektywy tzw. bankowalności projektów inwestycyjnych **kwestią kluczową jest rozwinięcie proponowanych regulacji o kompleksowe mechanizmy gwarantujące pewność przepływów finansowych z perspektywy inwestora oraz instytucji finansujących**. Należy w tym zakresie pokreślić, iż oparcie się wyłącznie na systemie gwarancji pochodzenia (dobrowolny system, który nie ma ustalonej stałej ceny na okres kredytowania) rodzi istotne ryzyko dla instytucji finansujących i może stanowić przeszkodę dla pozyskiwania finansowania zewnętrznego przez inwestorów.	**Uwaga wyjaśniona** Mając na uwadze uwagi przedłożone do projektu UC99 oraz dotychczasowe dyskusje prowadzone w ramach prac grup roboczych Porozumienia Biogazowego w zakresie zapewnienia tzw. bankowalności projektów, utworzona została dodatkowa grupa robocza, której celem ma być m.in. przygotowanie rozwiązań (również pozalegisalcyjnych) mających na celu zwiększenie zainteresowania po stronie sektora bankowego do udzielania wsparcia dla projektów biogaz/biometan. Ponadto trwają prace w zakresie wprowadzenia dedykowanego programu pomocowego dla biometanu - podjęta została decyzja o opracowaniu przepisów określających zasady udzielania finansowej pomocy operacyjnej dla biometanu. Wdrożenie tych przepisów wymagać będzie kolejnej nowelizacji uOZE oraz - finalizowane są działania mające na celu zapewnienie wsparcia finansowego na inwestycje (capex) w ramach odrębnych funduszy pochodzących przede wszystkim z FEnIKS 2021-2027 oraz Funduszu Modernizacji.
104.	Uwaga ogólna	UPEBI	UPEBI zasadniczo popiera zmiany wynikające z proponowanej nowelizacji w odniesieniu do rynku biometanu. Jednakże, z perspektywy tzw. bankowalności projektów inwestycyjnych (możliwości ich finansowania przez sektor bankowy) **kwestią kluczową jest rozwinięcie proponowanych regulacji o kompleksowe mechanizmy gwarantujące pewność przepływów finansowych z perspektywy inwestora oraz instytucji finansujących**. Należy w tym zakresie pokreślić, iż oparcie się wyłącznie na systemie gwarancji pochodzenia (które nie mają ustalonej stałej ceny na okres kredytowania) rodzi istotne ryzyko dla instytucji finansujących i może stanowić przeszkodę dla pozyskiwania finansowania zewnętrznego przez inwestorów.	
105.	Uwaga ogólna	UPEBI	Jednocześnie wśród proponowanych uzupełnień UPEBI pomieszcza wielokrotnie zgłaszaną i dyskutowaną w ministerstwach właściwych do spraw energii oraz właściwych do spraw rolnictwa koncep-	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja wykracza poza inicjatywę legislacyjną.

			cję antydyskryminacyjną wobec biogazowni działających w ramach systemów taryfy gwarantowanej i dopłaty do ceny stałej. W obu tych przypadkach (FIT i FIP) punktem odniesienia winna być pełna 100-procentowa cena referencyjna energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii bez pomniejszania jej o 5 lub 10%. UPEBI wespół z partnerami z Rady Branżowej Biogazu i Biometanu składa stosowną poprawkę, licząc na przełamanie dotychczasowego muru niezrozumienia, a więc na akceptację jej zamysłu i brzmienia przez stronę rządową. Natomiast UPEBI wyraża zasadnicza wątpliwość co do realizowalności jednego z głównych celów planowanej nowelizacji opisywanego w Ocenie Skutków Regulacji w następujący sposób: *„Rozwój sektora produkcji biometanu oznacza potrzebę wybudowania licznych i rozproszonych terytorialnie zakładów, wpływając na decentralizację dostaw gazu, stabilizując system i powodując zmniejszenie uzależnienia od importu tego surowca. Jest to szczególnie istotne biorąc pod uwagę, że zgodnie z Polityką energetyczną Polski do 2040 r., krajowe zużycie paliw gazowych będzie systematycznie wzrastać, przekraczając 18 mld m3. Jednocześnie wydobycie gazu ziemnego na poziomie ok 4 mld m3 pokrywa obecnie zaledwie 22% zapotrzebowania na to paliwo. Postępujący wzrost konsumpcji gazu ziemnego spowodowany jest między innymi stale zwiększającym się poziomem wykorzystania tego surowca na potrzeby działania systemu elektroenergetycznego, popytu ze strony sektora transportu oraz w wyniku postępującej gazyfikacji kraju.*	

			Biorąc pod uwagę powyższe, istotnym elementem przyszłości oraz bezpieczeństwa państwa jest optymalne wykorzystanie lokalnego potencjału wytwarzania biometanu. Biometan wytwarzany z surowców pozyskiwanych w najbliższej okolicy i wprowadzany do sieci gazowej może być w przyszłości istotnym elementem dywersyfikacji dostaw paliw gazowych na krajowy rynek zmniejszając krajowe uzależnienie od importu nośników energii".	
106.	Uwaga ogólna	UPEBI	W ocenie UPEBI z perspektywy tzw. bankowalności projektów inwestycyjnych (możliwości ich finansowania przez sektor bankowy) **kwestią kluczową jest rozwinięcie proponowanych regulacji o kompleksowe mechanizmy gwarantujące pewność przepływów finansowych z perspektywy inwestora oraz instytucji finansujących. Należy** *w* tym zakresie pokreślić, iż oparcie się wyłącznie na systemie gwarancji pochodzenia (które nie mają ustalonej stałej ceny na okres kredytowania) rodzi istotne ryzyko dla instytucji finansujących i może stanowić przeszkodę dla pozyskiwania finansowania zewnętrznego przez inwestorów.	**Uwaga wyjaśniona** Propozycja dotyczy redakcji treści obecnych przepisów związanych z wprowadzeniem mechanizmów wsparcia operacyjnego dla biometanu w projekcie UC99. Uwzględniając uwagi przedłożone w ramach konsultacji oraz opiniowania projektu UC99 podjęta została decyzja o opracowaniu przepisów określających zasady udzielania finansowej pomocy operacyjnej dla biometanu. Wdrożenie tych przepisów wymagać będzie jednak przeprowadzenia odrębnej od UC99 nowelizacji uOZE.
107.	Uwaga ogólna	UPEBI, ISEE	W ocenie UPEBI / ISEE na obecnym etapie **nie zachodzi potrzeba aby wyróżniać biometan rolniczy (biometan z biogazu rolniczego) od innych postaci biometanu**. Rozwiązanie to nie znajduje żadnego uzasadnienia systemowego (nie jest powiązane np. z różnymi poziomami wsparcia etc). Z drugiej strony prowadzi do nadmiernego skomplikowania regulacji oraz dodatkowych obciążeń po stronie administracji (odrębne rejestry Prezesa URE etc). Z tego względu **postulujemy, aby w całej propozycji usunąć odpowiednie odniesienia do biometanu rolniczego a sektor biometanowy regulować jako całość.**	**Uwaga wyjaśniona** Docelowo przewiduje się wprowadzenie systemu wsparcia operacyjnego dla biometanu do uOZE, stąd utrzymanie zaproponowanego podziału jest zasadne.

108.	Uwaga ogólna	UPEBI, ISEE	**Uporządkowania w przepisach uOZE oraz projektowanej nowelizacji wymaga rozróżnienie między pojęciami „biogazu" oraz „biogazu rolniczego".** Z jednej strony bowiem, jak się wydaje intencją projektodawców było przesądzenie, iż „biogaz rolniczy" nie jest biogazem (vide np. zmiany w art. 2 pkt 1 uOZE), z drugiej natomiast nadal w szeregu przepisów mowa jest o biogazie rolniczym jako postaci biogazu (np. art. 83 ust. 3 b pkt 10, czy art. 83d ust. 3 pkt 1 lit a) uOZE)	**Uwaga przyjęta** Projekt zostanie ponownie przeanalizowany pod kątem konieczności konsekwentnie wprowadzonych zmian zapisów uOZE związanych z wyłączeniem pojęcia „biogaz rolniczy" z pojęcia „biogaz" – tak aby uniknąć wątpliwości interpretacyjnych..
109.	Uwaga ogólna	UPEBI, ISEE	Nie ma uzasadnienia dla stwarzania korzystniejszych warunków działania dla klastrów energii (stanowiącego jedynie cywilnoprawne porozumienie) w stosunku do spółdzielni energetycznych (będących osobami prawnymi). Należy się zastanowić czy nie warto wprowadzić jednego podmiotu będącego obywatelską społecznością energetyczną. Funkcjonowanie zarówno spółdzielni energetycznych jak i klastrów (które zresztą zgodnie z treścią Uzasadnienia nie są wdrożeniem przepisów tzw. Dyrektywy rynkowej) z tak różnym zdefiniowaniem zasad ich funkcjonowania czy warunków wsparcia jakim podlegają powoduje jednak pewnego rodzaju zamieszanie na rynku. Jest to tym bardziej uzasadnione, że pomimo kilkuletniego funkcjonowania obydwu tych podmiotów w prawie, w rzeczywistości nie mamy zbyt wielu przykładów ich powołania i funkcjonowania. I to pomimo wiedzy o podstawowych barierach w ich rozwoju. Proponowane instrumenty wsparcia spowodują powstanie kosztów osieroconych po stronie OSD. Ani w Uzasadnieniu ani w OSR nie ma informacji o jakich kosztach mowa i kto te koszty ma ostatecznie	**Uwaga nieprzyjęta** w zakresie wprowadzenia jednego podmiotu będącego obywatelską społecznością energetyczną Zgodnie z definicją zawartą w projektowanej regulacji klaster energii działa w formie porozumienia, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami. Klaster energii nie ma osobowości prawnej, co odróżnia go od obywatelskich społeczności energetycznych, do których odnoszą się: art. 22 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa RED II) i regulacje zawarte w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE. Obywatelska społeczność energetyczna będzie natomiast wprowadzona w innym projekcie legislacyjnym (UC 74). **Uwaga przyjęta** w zakresie kosztów osieroconych oraz doprecyzowania W projektowanej regulacji projektodawca proponuje system wsparcia klastrów energii, który odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu

			pokryć. Obawiamy się, że kolejny system wsparcia polegający na obniżeniu części opłat dystrybucyjnych doprowadzi do tego, że koszty te zostaną pokryte przez pozostałych, głównie mniejszych odbiorców (w szczególności przez gospodarstwa domowe). Proponujemy doprecyzowanie o jakie dokładnie koszty usług dystrybucyjnych, których wysokość zależy od ilości energii pobranej przez członków klastra chodzi. Dotychczasowe doświadczenia z podobnymi zapisami rodzą jednak szereg wątpliwości i powodują rozbieżności w interpretacji zapisów. Proponujemy także zweryfikowanie kwestii klastrów energii vs. postanowienia przepisów regulujących zasady działania gmin i ich gospodarki finansowej. Wyjaśnienia wymaga także kwestia czy w danej gminie może istnieć jeden klaster w gminie, czy też wiele klastrów.	rozliczeniowego. Do opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, należy składnik zmienny stawki sieciowej i stawka jakościowa. Uwaga pomija korzyści z systemu wsparcia dla OSD przedstawione szczegółowo w OSR projektu. Ponadto, w zakresie usługi obszaru szczytowego projektodawca zdecydował o usunięciu tej regulacji. W związku z tym, w tym zakresie nie powstaną po stronie OSD żadne koszty. Natomiast w zakresie kosztów instalacji licznika zdalnego odczytu oraz kosztów rabatu na opłatach za usługę dystrybucji doprecyzowano, że są to koszty uzasadnione. **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie przepisów regulujących zasady działania gmin i ich gospodarkę finansową Uwaga o charakterze ogólnym, bez wskazania konkretnego kierunku i bez uzasadnienia, co uniemożliwia pozytywne odniesienie się do niej. **Uwaga wyjaśniona** w odniesieniu do ilości klastrów w danej gminie Nie ma limitów ilości klastrów w danej gminie.
110.	Uwaga ogólna	PSE	**Umożliwienie udziału w aukcji OZE źródeł wytwórczych budowanych etapowo.** Inwestorzy OZE zgłaszają do operatorów systemu (OS) trudności dotyczące możliwości rozbudowy instalacji OZE w ramach kolejnych etapów	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga nie dotyczy przedmiotu ustawy.

			inwestycji przewidzianych w umowach o przyłączenie. Dotyczy to instalacji OZE przyłączanych do sieci elektroenergetycznej w tym samym miejscu przyłączenia, w którym inwestor uzyskał już wsparcie w ramach aukcji OZE dla wcześniejszego etapu inwestycji. W takich przypadkach nie jest możliwe lub jest utrudnione uzyskanie wsparcia dla kolejnych etapów inwestycji OZE. Skutkiem tego kolejne etapy inwestycji OZE nie są realizowane, blokując zdolności przyłączeniowe sieci elektroenergetycznej. Występują także sytuacje, że w celu realizacji kolejnych etapów instalacji OZE, inwestorzy powołują operatora systemu dystrybucyjnego w sieci wewnętrznej instalacji OZE. Obie sytuacje są niewłaściwe. W ocenie PSE S.A. istnieje potrzeba korekty regulacji prawnych w celu ułatwienia udziału w aukcji OZE instalacji realizowanych etapowo. Do najważniejszych spośród wymaganych do wprowadzenia regulacji prawnych należą zasady w zakresie: • opomiarowania kolejnych etapów budowy instalacji OZE, w celu zapewnienia OS dostępu do wymaganych danych pomiarowych, • ustalania przez Zarządcę Rozliczeń ilości energii elektrycznej odbieranej oraz wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej, dla źródeł OZE budowanych etapowo. W obecnym stanie prawnym nie jest możliwe potwierdzenie przez OS dostarczenia energii	

			elektrycznej po raz pierwszy do sieci, o którym mowa w art. 7 ust. 2a pkt 1 ustawy Prawo energetyczne, w przypadku, gdy wytworzenie energii w ramach kolejnego etapu budowy instalacji OZE następuje we wspólnym dla wszystkich etapów torze wyprowadzenia mocy. W uzupełnieniu należy wskazać, że dla wyeliminowania wskazanych wyżej ograniczeń nie można zastosować rozwiązania polegającego na dopuszczeniu złożenia wspólnego wniosku o określenie warunków przyłączenia do jednego miejsca przyłączenia przez różnych inwestorów. Nie pozwalają na to zasady kwalifikacji obiektów i weryfikacji spełnienia wymogów na gruncie przepisów prawa europejskiego, jak również uwarunkowania zawierania i realizacji umów o przyłączenie oraz umów przesyłowych/dystrybucyjnych.	
111.	Uwaga ogólna	PSE	**Maksymalizacja wykorzystania dostępnych mocy przyłączeniowych (cable pooling)** W celu maksymalizacji wykorzystywania dostępnych mocy przyłączeniowych, zasadne jest unormowanie w regulacjach prawnych, by w danym miejscu przyłączenia mogły być przyłączane źródła wytwórcze, w szczególności źródła OZE, o większej sumarycznej mocy zainstalowanej niż moc przyłączeniowa tego miejsca. Dzięki pracy w danej lokalizacji systemu elektroenergetycznego źródeł wytwórczych o różnych, uzupełniających się profilach wytwarzania energii elektrycznej, możliwe będzie pełniejsze wykorzystanie mocy przyłączeniowej w tym miejscu. Warunkiem koniecznym wdrożenia takiego rozwiązania jest jednoczesne stosowanie z mocy przepisów prawa wymogu, by dysponent źródła wytwórczego zapewniał nieprzekraczanie mocy przyłączeniowej.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga poza zakresem projektu. Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.

			Podstawowo powinno to być osiągane przez właściwe handlowe kontraktowanie źródeł wytwórczych. Uzupełnieniem tego środka powinno być: • wykorzystywanie automatyk/systemów zabezpieczających przed przekroczeniem mocy przyłączeniowej, instalowanych przez dysponenta źródeł wytwórczych, oraz • dokonywanie bezkosztowej redukcji generacji źródeł wytwórczych przez operatora systemu lub pokrywanie przez dysponenta źródeł wytwórczych kosztów redysponowania wykonywanego przez operatora systemu. Dla zapewnienia możliwości skutecznego egzekwowania wymogu nieprzekraczania mocy przyłączeniowej, operator systemu w danym miejscu przyłączenia może mieć umowę o przyłączenie zawartą tylko z jednym podmiotem. Powyższe rozwiązanie mogłoby być w szczególności stosowane w odniesieniu do takich obiektów jak: różne rodzaje źródeł OZE, źródła wytwórcze zintegrowane z magazynami energii elektrycznej lub źródła konwencjonalne zintegrowane ze źródłami OZE, dla których ich dysponenci prowadzą optymalizację wykorzystywania mocy przyłączeniowych.	
112.	Uwaga ogólna	PSE	**Wdrażanie rozwiązań dotyczących klastrów energii w kontekście zapisów dyrektywy 2018/2001** Projekt ustawy wprowadza rolę rynkową klastra energii, który ma wspierać współpracę w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami. Wskazanym w ustawie celem funkcjonowania klastra energii jest	**Uwaga wyjaśniona** w zakresie koncepcji klastra energii Zgodnie z definicją zawartą w projektowanej regulacji klaster energii działa w formie porozumienia, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami. Klaster energii nie ma osobowości prawnej, co odróżnia go od obywatelskich społeczności energetycznych, do których odnoszą się: art. 22 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł

			uzyskiwanie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych, a także zwiększanie elastyczności systemu elektroenergetycznego. W kontekście europejskich regulacji prawnych, zakres działania i cele określone dla klastra energii w obszarze funkcjonowania i rozwoju systemu elektroenergetycznego są zbieżne z rolami zdefiniowanymi w tych regulacjach dla: (i) społeczności energetycznej działającej w zakresie energii odnawialnej, (ii) podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie oraz (iii) dostawcy usług bilansujących. W definicji klastra energii dokonano funkcjonalnego i organizacyjnego połączenia tych ról, co nie jest zgodne ze strukturą podmiotową krajowego i europejskiego rynku energii elektrycznej, i w konsekwencji tego także regułami funkcjonowania tych rynków. Uniemożliwi to albo istotnie utrudni osiąganie celów przypisanych klastrowi energii, przede wszystkim w wyniku ograniczenia możliwości integracji rynkowej klastrów energii. Zawarta w ustawie koncepcja klastra energii w znacznej mierze odpowiada roli społeczności energetycznej działającej w zakresie energii odnawialnej, określonej w art. 2 pkt 16 dyrektywy 2018/2001. Koncepcja klastra energii nie jest jednak zgodna z istotnymi zasadami dotyczącymi społeczności energetycznej, określonymi w tej dyrektywie. Dotyczy to przede wszystkim (i) formy prawnej organizacji społeczności energetycznej, (ii) bliskiej lokalizacji członków lub udziałowców społeczności energetycznej w stosunku do projektów dotyczących energii odnawialnej oraz (iii)	odnawialnych (dyrektywa RED II) i regulacje zawarte w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE. Społeczność obywatelska zostanie wdrożona w odrębnym projekcie legislacyjnym (UC 74).

			źródeł korzyści oraz form wsparcia społeczności energetycznej. W warunkach funkcjonowania rynku energii elektrycznej zachęty do tworzenia oraz efektywnego funkcjonowania klastrów energii powinny wynikać z sygnałów ekonomicznych w zakresie: - cen energii elektrycznej, - cen usług systemowych, - opłat taryfowych przenoszących koszty usług jakościowych, - opłat taryfowych przenoszących koszty strat sieciowych, - opłat taryfowych przenoszących koszty rynku mocy, - opłat taryfowych przenoszących koszty infrastruktury sieciowej. Klastry energii powinny uzyskiwać korzyści odpowiadające wartości pracy wykonanej dla systemu elektroenergetycznego lub uniknięty kosztom funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Zaproponowane w projekcie ustawy wsparcie tworzenia oraz funkcjonowania klastrów energii, oparte na zwolnieniu z wybranych opłat lub udzielaniu rabatu na opłatach dystrybucyjnych, nie spełnia tych kryteriów. Ze względu na zmienności warunków rynkowych, i w konsekwencji tego pożądanych zachowań z punktu widzenia racjonalizacji kosztów dostaw energii elektrycznej, wsparcie takie będzie skutkować niedoszacowaniem albo przeszacowaniem korzyści dla klastrów, prowadząc odpowiednio do hamowania tempa ich rozwoju - kosztem pogorszenia efektywności funkcjonowania systemu	**Uwaga wyjaśniona** w zakresie uzyskiwanych korzyści Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra. Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii. W projektowanej regulacji projektodawca proponuje system wsparcia klastrów energii, który odnosi się do ilości energii elektrycznej

			elektroenergetycznego, albo nadmiernego tempa ich rozwoju - kosztem subsydiowania funkcjonowania klastrów przez odbiorców końcowych. Takie wsparcie nie będzie też zgodne z europejskimi regulacjami prawnymi, które wymagają by użytkownicy systemu nie byli zwolnieni z ponoszenia kosztów, opłat i podatków, które w podobnej sytuacji funkcjonowania są ponoszone przez odbiorców końcowych lub wytwórców. W związku z powyższym uzasadnione jest by wdrożenie instytucji klastra energii polegało na pełnym wdrożeniu roli „społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej", o których mowa w art. 2 pkt 16 w zw. z art. 22 dyr. 2018/2001. Wraz z pozostałymi rolami na rynku energii elektrycznej, w tym podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie i dostawcą usług bilansujących, zapewni to wymaganą prawem i niezbędną funkcjonalnie, infrastrukturę rynkową do rozwoju lokalnych inicjatyw w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną. Rozwój takich inicjatyw, oprócz możliwości swobodnego udziału w rynkach energii, powinien być także wspomagany poprzez zapewnienie im dostępu do systemów wsparcia na równych warunkach z innymi uczestnikami.	wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy wskazanego. Zasady współpracy z OSD zostały określone w projektowanej regulacji. Proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych: a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży, b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez: • zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania, • obniżenie strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami, c) zwiększenia samowystarczalności energetycznej obszarów, d) poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego.
113.	Uwaga ogólna	PSE	**Niespójność pojęciowa** W projekcie ustawy oraz w OSR należy ujednolicić tłumaczenia angielskiego terminu „agregator". W projekcie ustawy jest konsekwentnie stosowane	**Uwaga wyjaśniona** Użyte w OSR pojęcie koncentrator stanowi jedynie cytat z dyrektywy RED II.

			tłumaczenie „agregator”, co jest prawidłowe. W OSR występuje zarówno tłumaczenie „agregator”, jak i „koncentrator” (sekcja III.5, s. 6).	Rozróżnienie pomiędzy pojęciami „agregator” a „koncentrator” wynika z błędnego tłumaczenia dyrektywy RED II na język polski. W rzeczywistości są to więc pojęcia tożsame.
114.	Uwaga ogólna	ORLEN	1. **Morska energetyka wiatrowa** W pierwszej kolejności chcielibyśmy podziękować Ministerstwu Klimatu i Środowiska za dostrzeżenie istotnej omyłki legislacyjnej dokonanej na etapie tworzenia ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w zakresie waloryzacji stawką inflacji ceny maksymalnej w I fazie wsparcia oraz potrzeby uporządkowania kwestii dotyczącej długości trwania poszczególnych pozwoleń, co w naszej ocenie zostanie pozytywnie odebrane przez inwestorów offshore. W naszej ocenie kierunki zmian są zgodne z oczekiwaniami rynku, ale wymagają jeszcze dalszej analizy prowadzącej do przyjęcia rozwiązań znoszących obecnie istniejące bariery dla inwestorów w tym segmencie rynku energetycznego. Chcielibyśmy zwrócić Państwa uwagę na problem inwestorów w morskie farmy wiatrowe dotyczący ekonomiki tych projektów. Sytuacja ta wynika z szeregu czynników makroekonomicznych, które uległy pogorszeniu w stosunku do okresu, w którym określana była cena maksymalna dla I fazy wsparcia. Z związku z tym uważamy, że istnieje potrzeba dokonania stosownych zmian prawnych, które poprawią tę sytuację, a jednocześnie nie spowodują większego obciążenia dla odbiorców końcowych energii elektrycznej.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.

			<u>Postulaty do projektu przepisów dotyczących morskich farm wiatrowych:</u> • Automatyczne (na podstawie przepisu przejściowego) wydłużenie pozwoleń PSZW i na kable, tak aby kończyły się one wraz z upływem 25 lat wsparcia bez konieczności składania wniosków. W naszej ocenie powinna istnieć korelacja długości wsparcia i długości pozwoleń na kable i PSZW. • Umożliwienie przedłużenia pozwoleń PSZW i na kable ponad okres wsparcia, tak aby długość pozwolenia korelowała z żywotnością urządzeń. Przy obecnym stanie technologii szacowana „żywotność" morskiej farmy wiatrowej może przekraczać nawet 30 lat. Biorąc pod uwagę koszty budowy MFW oraz potrzeby energetyczne polskiej gospodarki, konieczność demontażu MFW tuż po upływie okresu wsparcia w naszej ocenie byłoby rozwiązaniem wysoce niepożądanym. Inwestor w takim przypadku powinien ponosić opłaty zgodnie z zaproponowaną w projekcie proporcją tzn. 1/35 pełnej opłaty za każdy rok przedłużenia; • Wprowadzenie przepisów, które zmitygują po stronie inwestora obecne, duże ryzyko walutowe. Specyfika I fazy wsparcia wymagała od administracji określenia ceny maksymalnej 2-3 lata przed finalną decyzją inwestora oraz 5-6 lat przed pierwszą fizyczną dostawą energii elektryczne. Wyznaczona w marcu 2021 r. cena maksymalna to 319,6 zł/MWh, która odpowiadała kwocie 71,82 EUR/MWh. Dzisiaj[1] kwota ta odpowiada	

			kwocie już o ok. 4 euro/MWh niższej. Wydaje się, że odpowiednią z punktu widzenia równoważenia interesów inwestorów i odbiorców energii elektrycznej propozycją, byłaby zmiana polegająca na przeliczeniu wsparcia z waluty EUR na PLN w dacie najbliższej podejmowania finalnych decyzji inwestycyjnych. Taka zmiana nie otwierałaby na nowo dyskusji o wysokości ceny maksymalnej, a jedynie urealniłaby proces.	
115.	Uwaga ogólna	ORLEN	2. **Rozwój energetyki odnawialnej o dużej skali, innej niż offshore** PKN Orlen zwraca jednocześnie uwagę na istotny dla polskiej gospodarki rozwój nowych, a także utrzymanie w systemie elektroenergetycznym już powstałych źródeł wytwórczych opartych o odnawialne źródła energii. PKN Orlen zgodnie z przyjętą strategią dąży do neutralności klimatycznej rozwijając aktywa wytwórcze oparte na odnawialnych źródłach energii. Mając na uwadze powyższe, z zadowoleniem przyjmujemy fakt, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska prowadzi prace nad przepisami, które mają udoskonalić obecne mechanizmy i procedury. W odniesieniu do przedmiotowego projektu chcielibyśmy zaprezentować poniżej swoje przemyślenia w stosunku do projektowanych przepisów oraz przekazać uwagi, które w naszej ocenie pozwolą w większym stopniu rozwijać OZE w naszym kraju. W Polsce można wyróżnić obecnie cztery mechanizmy wsparcia, których zadaniem jest generowanie sygnałów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze: (i) aukcje OZE, (ii) aukcje mocy, (iii) aukcje i premie kogeneracyjne oraz (iv) cena maksymalna i aukcje	**Uwaga przyjęta kierunkowo** w zakresie cen referencyjnych dla hybrydowych instalacji OZE W projekcie UC 99 zaproponowano nową definicję hybrydowej instalacji OZE i przygotowano wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. Definicja hybrydowej instalacji OZE została także uzupełniona o wymóg stopnia wykorzystania mocy stanowiący stosunek ilości MWh wytworzonej energii elektrycznej na każdy MW mocy przyłączeniowej Ponadto dodano upoważnienie dla ministra ds. klimatu do wydania rozporządzenia określającego referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii. **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie zwiększenia cen referencyjnych Ceny referencyjne są określane rozporządzeniem a inicjatywa legislacyjne dotyczy ustawy. **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie liberalizacji zasady 10H

			offshore. Należy wskazać, że w systemie aukcji OZE kontraktowana jest największa liczba mocy, dlatego kluczowe z punktu widzenia interesu państwa oraz stabilności dostaw energii elektrycznej jest również, aby ten system rozpoczął generować inwestycje w stabilne moce OZE. Dodatkowo należy podkreślić, mając na uwadze cykl inwestycyjny danych technologii, że obecnie system aukcji OZE jest w stanie wygenerować nowe moce na rok 2026, czyli rok wskazany z prognozowanym problemem bilansów mocy w dokumencie Ministra Klimatu i Środowiska z lipca 2021 r. pt. „Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej". Wydaje się, że odpowiedzią na obecne wyzwania, mógłby być rozwój hybrydowych instalacji OZE. Dotychczasowy kształt przepisów dotyczących hybrydowych instalacji OZE sprawił, że żadna z aukcji na te instalacje nie została zakończona z powodzeniem. Tego typu kompleksowe instalacje, które mogą łączyć źródła wytwórcze OZE (m.in. onshore, PV) z magazynami energii przy odpowiednich zapisach prawa oraz odpowiedniej cenie referencyjnej, mogą być jedną z optymalnych ścieżek rozwoju OZE pozwalając wypełniać Polsce cele klimatyczne. Tego typu źródła wspierane przez magazyny energii charakteryzują się wyższą stabilnością pracy niż dotąd rozwijane źródła OZE. Sprawia to, że tego typu instalacje są jak najbardziej pożądane w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Zakładamy, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska również zauważyło luki regulacyjne w zakresie hybrydowych instalacji OZE, ponieważ w skierowanym do konsultacji projekcie ustawy proponuje mo-	W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.

			dyfikację definicji instalacji hybrydowej i mocy zainstalowanej. W opinii PKN Orlen w/w zmiany nie są wystarczające, aby zachęcić inwestorów do budowy nowych hybrydowych instalacji OZE. Definicje w obecnie proponowanym kształcie prawdopodobnie ponownie nie wywołają impulsu do budowy instalacji składających się z różnych odnawialnych źródeł energii i magazynów. Aby instalacje te mogły faktycznie zaistnieć na aukcjach OZE muszą zostać wprowadzone następujące zmiany: 1) <u>Zmiana sposobu liczenia współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej dla hybrydowej instalacji OZE</u> – w definicji hybrydowej instalacji OZE kryterium osiągnięcia odpowiedniego współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej powinno być zastąpione kryterium osiągnięcia odpowiedniego współczynnika wykorzystania mocy przyłączeniowej. Należy wskazać, że wartość 3504 MWh/MW/rok stanowi duże wymaganie dla inwestorów. Najbardziej pożądane połączenie z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego jest połączenie lądowych farm wiatrowych z instalacjami PV oraz magazynem energii elektrycznej. Magazyn energii sam w sobie nie pozwoli na zwiększenie czasu wykorzystania mocy zainstalowanej, gdyż służy on przede wszystkim do stabilizacji pracy. W celu umożliwienia spełnienia bez ryzyka kryterium 3504 MWh/MW/rok należałoby umożliwić start w aukcji z większą sumaryczną mocą zainstalowaną urządzeń w stosunku do mocy przyłączeniowej. Podejście to pozwoli na lepsze wykorzystanie mocy przyłączeniowych takich instalacji oraz zwiększy potencjał hybrydowych instalacji OZE, bez uszczerbku w stosunku do ich głównego założenia, czyli zapewnienia bardziej stabilnych dostaw energii	

			elektrycznej do sieci. Taka zmiana będzie kompatybilna z zaproponowaną w projekcie UC99, zmianą definicji mocy zainstalowanej oraz zawężenia obszarowo możliwości budowy hybrydowej instalacji OZE z 5 gmin do jednego przyłącza. 2) Odpowiednia cena referencyjna w aukcjach OZE – dodatkowo cena referencyjna hybrydowych instalacji OZE powinna być odpowiednio zwiększona, gdyż obecna jej wartość nie jest atrakcyjna w porównaniu do cen innych koszyków aukcji OZE tzn. cena ta powinna wynagradzać za stabilność dostaw energii elektrycznej OZE z takiej instalacji oraz uwzględniać konieczność ponoszenia nakładów inwestycyjnych na dużo większą moc i różne technologie. Pierwotnie Ministerstwo Klimatu i Środowiska zaproponowało dla hybrydowych instalacji OZE cenę referencyjną na poziomie 615 zł/MWh, a finalnie na aukcji cena ta została zmniejszona do 410-415 zł/MWh, w zależności od mocy instalacji. Należy powrócić do ceny z pierwotnego założenia. Jednocześnie należy wskazać, że po usunięciu barier prawnych aukcje w tym koszyku powinny cieszyć się dużym powodzeniem, więc dojdzie do konkurencji i finalna cena może okazać się znacznie niższa od ceny referencyjnej. Niemniej to cena referencyjna ma wygenerować sygnał dla inwestorów. 3) Liberalizacja tzw. zasady 10H – pozwoli to na bardziej dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej na lądzie, w tym rozwój hybrydowych instalacji OZE. Liberalizacja przepisów dotyczących tej zasady może znacząco usprawnić i przyspieszyć procesy realizacji inwestycji związanych z rozbudową aktywów zeroemisyjnych w naszym kraju. Może mieć to także korzystny wpływ na wypełnienie zo-	

			bowiązań Polski w zakresie udziału produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Proponujemy zatem rozważyć rozszerzenie zakresu zmiany UC99, tak aby objęła ona również zmianę ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Byłaby to wówczas kompleksowa nowelizacja generująca odpowiednie sygnały inwestycyjne. Przy okazji podjęcia prac nad zmianami ustawowymi dotyczącymi modernizacji źródeł wytwórczych opartych na odnawialnych źródłach energii, warto wziąć pod uwagę również regulacje, umożliwiające modernizację działających już farm wiatrowych. Mówimy tu o zastępowaniu wyeksploatowanych turbin nowymi, bardziej zaawansowanymi technologicznie urządzeniami, łączącymi większą wydajność produkcji z mniejszą emisją hałasu, w ramach procesu tzw. *repoweringu*. W kontekście rozwoju odnawialnych źródeł energii, a w szczególności współpracy pomiędzy źródłami fotowoltaicznymi i farmami wiatrowymi na lądzie istotne jest również zawarcie w przepisach prawa tzw. *cable-poolingu*. Pozwoli to na wykorzystywanie mocy przyłączeniowej przez mogące się uzupełniać zależne od pogody źródła OZE o różnym profilu pracy. Współpraca takich źródeł będzie również w stanie zapewnić bardziej stabilne wytwarzanie energii elektrycznej dzięki współpracy farm wiatrowych i fotowoltaiki, których charakterystyka produkcji energii elektrycznej w pewnym stopniu uzupełnia się wzajemnie.	
116.	Uwaga ogólna	GRUPA II	Nowelizacja ustawy OZE miała zapewnić, a przynajmniej wspomóc, długofalowy rozwój rynku biometanu w Polsce. W trakcie prac przed legislacyjnych w ramach Porozumienia na rzecz rozwoju rynku biogazu w Polsce zapewniano nas, że	**Uwaga wyjaśniona** Uwzględniając uwagi przedłożone w ramach konsultacji oraz opiniowania projektu UC99 podjęta została decyzja o opracowaniu przepisów

			w znowelizowanej ustawie pojawią się rozwiązania prawne wspomagające rozwój sektora biometanu. Miały to być rozwiązania oparte na taryfach gwarantowanych lub w najgorszym razie na złagodzonym, w porównaniu do aukcji na energię elektryczną, systemie aukcyjnym. Niestety w przedłożonej do konsultacji propozycji nie znalazł się żaden ze wspomnianych wcześniej systemów, nie zaproponowano również żadnego innego. Natomiast na nie istniejących jeszcze w Polsce producentów biometanu planuje się nałożyć obciążenia formalne i prawne związane z wytwarzaniem biometanu. Czyli nie ma pomocy, a są dodatkowe wymagania a jednocześnie oczekujemy, że rynek będzie się rozwijał. Z naszego punktu widzenia przy tym kształcie przepisów Ustawy OZE będzie to bardzo trudne do osiągnięcia. A należy pamiętać, że biometan może być w Polsce jednym z elementów dywersyfikacji źródeł paliw gazowych, dodatkowo jest to paliwo odnawialne, niezbędne z punktu widzenia realizacji polityki klimatycznej. Bardzo trudno będzie zachęcić potencjalnych inwestorów do inwestowania w biometanownie bez zapewnienia minimalnego poziomu cen biometanu w dłuższej perspektywie (ceny referencyjne), bez takiej gwarancji ze strony państwa uzyskanie kredytu inwestycyjnego będzie bardzo trudne. Wprawdzie w niedawno opublikowanym projekcie nowelizacji ustawy o biokomponentach i biopaliwach wskazano, że wytwarzanie biometanu ma być wspierane w podobny sposób, jak to ma obecnie miejsce w odniesieniu do biokomponentów i biopaliw, jednak rozwiązanie takie nie wydaje się być skuteczne i racjonalne. Należy zwrócić uwagę,	określających zasady udzielania finansowej pomocy operacyjnej dla biometanu. Wdrożenie tych przepisów wymagać będzie kolejnej nowelizacji uOZE.

			że zasady tego wsparcia sprowadzają się zasadniczo do finansowania krótkoterminowego, poprzez podpisanie dwustronnych umów, przeważnie w okresach rocznych, rzadziej 2-letnich. Tymczasem pozyskanie finansowania na instalację biometanową, o znacznym stopniu skomplikowania, wymaga przygotowania „bankowalnego" projektu, czego warunkiem zasadniczym jest gwarancja uzyskiwania przez okres co najmniej 10 - 15 lat stabilnych przychodów, pokrywających poniesione nakłady, koszty kapitałowe i eksploatacyjne. Niestety, dotychczasowe zasady finansowania realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) w sektorze biopaliw takiej gwarancji nie dają, ponieważ nie zapewniają stabilnego dochodu w okresie wieloletnim, a tym samym nie mogą stanowić zabezpieczenia regularnych spłat kredytów zaciągniętych na realizację inwestycji.	
117.	Uwaga ogólna	Grupa II	Innym bardzo ważnym wątkiem nie poruszonym w nowelizacji ustawy, jest wątek usprawnienie procesu budowlanego instalacji OZE a zwłaszcza biogazowni i biometanowni. Instalacje takie (moc powyżej 500 kWe) są za każdym razem traktowane jako instalacje, mogące potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, a przecież znaczna część takich instalacji powstaje w miejscach wytwarzania już odpadów, czyli de facto wpływają pozytywnie na środowisko niestety nie jest to nigdzie uwzględnione. Dodatkowo wydaje się być uzasadnione by zobowiązać gminy do wskazania w Miejscowych Planach Zagospodarowania Przestrzennego miejsc pod budowę tego typu instalacji co również znacząco	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga poza zakresem regulacji. Zagadnienia dotyczące odziaływania na środowisko procedowane są w ramach odrębnej inicjatywy legislacyjnej dotyczącej aktualnie procedowanej nowelizacji ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko.

			przyspieszyło by budowę oraz rozpoczęcie produkcji biogazu/biometanu.	
118.	Uwaga ogólna	Grupa II	Chcielibyśmy następnie zwrócić uwagę ministerstwa na pewna niekonsekwencję i różne traktowanie biometanu w zależności od rodzaju substratów z jakich został on wytworzony. W planowanej nowelizacji ustawy OZE pojawiła się długo oczekiwana definicja biometanu. Nie wnikając w merytoryczną kwestię takiego czy innego definiowania tego produktu faktem pozostaje, że definicja jest tylko jedna. Skutkuje to tym, że produkt zwany biometanem musi mieć określone w definicji właściwości i nie jest istotne z czego został on wytworzony. Za tym faktem powinny iść również dalsze przepisy dotyczące biometanu i tu niestety pojawia się problem. W całej regulacji dotyczącej biometanu mówi się o możliwości wytworzenia tego gazu z biogazu, lub z biogazu rolniczego a zastosowanie takiego, czy innego produktu wejściowego implikuje niestety różne traktowanie samego produktu końcowego jakim jest biometan, ale również rodzi różne obowiązki ustawowe producentów w zakresie sprawozdawczości i rejestracji. Po pierwsze wykorzystanie biogazu, lub biogazu rolniczego skutkuje koniecznością wpisu do różnych rejestrów, co wiąże się z różnym zakresem wymaganych dokumentów i innymi procedurami pomimo tego , że produkt końcowy jest dokładnie ten sam. Co więcej wymóg wpisu do określonego rejestru utrudnia funkcjonowanie instalacji, które chciałyby	**Uwaga częściowo przyjęta** Kwestie dotyczące doprecyzowania i ujednolicenia zakresów sprawozdawczych (np. pod NCW) oraz uwzględnienia w przepisach dotyczących biometanu również bioLNG – zostaną uwzględnione i doprecyzowane w przepisach projektu UC99.

			korzystać zarówno z substratów rolniczych, jak i z substratów takich jak na przykład osady ściekowe, czy inne odpady nierolnicze. Do którego rejestru powinien być wpisany producent stosujący do produkcji biometanu miks substratów rolniczych i nierolniczych? Ustawa tego nie precyzuje ani nawet nie dotyka tego problemu. Problem różnego traktowania biometanu zależnie od substratów z jakich został wytworzony przejawia się również w zakresie obowiązującej sprawozdawczości. Dla biometanu wytwarzanego z biogazu wymagane jest wskazanie danych dotyczących „biometanu wytworzonego z biogazu, w tym ilości sprzedanego biometanu : • wprowadzonego do sieci gazowej, • odbiorcom końcowym, • w celu wykorzystania go do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, wraz ze wskazaniem udziału surowców wymienionych w załączniku nr 1 części A do tej ustawy zużytych do jego wytworzenia”, Dla tego samego biometanu, bo definicja jest przecież jedna, wytworzonego z biogazu rolniczego sprawozdawczość wymaga aby wskazać „ilości wytworzonego biometanu z biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem ilości : • sprzedanej ze wskazaniem danych podmiotu, który zakupił biometan z biogazu rolniczego,	

			• wykorzystanej w inny sposób” Widać znaczną różnicę w zakresach sprawozdawczości skutkująca niespójnością informacji pochodzących z tych dwóch źródeł. Z powyższych zapisów wynika, że do realizacji celów NCW będzie monitorowany jedynie biometan wytworzony z biogazu a biometan wytworzony z biogazu rolniczego nie będzie monitorowany w tym zakresie. Powstaje pytanie jaki jest cel utrzymywania różnych rejestrów i różnych zakresów obowiązków dla produkcji biometanu, który wszak ma jedną tylko definicję? W celu ułatwienia rozwoju rynku biometanu w Polsce zasadnym wydaje się taka zmiana przepisów, która będzie dawała jasne i niedyskryminujące kryteria funkcjonowania instalacji produkujących biometan niezależnie od tego z czego został on wyprodukowany, oraz w jakiej ostatecznie formie fizycznej zostanie dostarczony na rynek. Ważne jest zatem to, żeby przepisy dotyczące biometanu miały również niedyskryminujące zastosowanie dla skroplonego biometanu (bioLNG). Konieczne jest pochylenie się nad proponowanymi rozwiązaniami w taki sposób aby umożliwić producentom wykorzystanie wszystkich dostępnych substratów do produkcji biometanu a więc również dla instalacji wykorzystujących jednocześnie substraty rolnicze i nierolnicze. Ponadto właściwym wydaje się ujednolicenie sprawozdawczości biometanowni w taki sposób, żeby Państwo Polskie miało jasną informację o potencjale do realizacji	

			NCW. Wydaje się również zasadne rozwiązanie kwestii tego w którym rejestrze powinny być ujmowane instalacje produkujące biometan. Czy będzie to rejestr odpowiedni do przeważających substratów, czy też może należy rozważyć stworzenie osobnego rejestru producentów biometanu.	
119.	Uwaga ogólna	Grupa II	Kolejnym brakującym rozwiązaniem są instalacje hybrydowe biometan/energia elektryczna. Niestety to rozwiązanie zostało ograniczone tylko do instalacji wytwórczych energii elektrycznej. Projekt nowelizacji ustawy podaje definicję hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii. Zgodnie z ta definicją: „hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, mający jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz: a) żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu, b) wyprowadzenie mocy z urządzeń wchodzących w skład tego zespołu do sieci elektroenergetycznej następuje przez urządzenie łączące ten zespół z siecią elektroenergetyczną w jednym punkcie przyłączenia, służące do transformacji	**Uwaga wyjaśniona** W projekcie UC_99 zaproponowano nową definicję hybrydowej instalacji OZE, wytwarzającej energię elektryczną. Jednocześnie Ministerstwo Klimatu i Środowiska nie wyklucza, aby w ramach kolejnych działań legislacyjnych wprowadzić model instalacji hybrydowych OZE wykorzystujących biogaz, w którym obok energii elektrycznej byłoby wytwarzane ciepło np. z biometanu. Te kwestie wykraczają jednak poza zakres projektu UC99 i wymagają dodatkowych prac analitycznych. Uwaga dot. punktów przyłączeniowych do sieci nie uwzględniona. Wymóg jednego punktu przyłączenia do sieci jest obowiązkowy dla instalacji w aukcyjnym systemie wsparcia oraz FIT/FIP.

			energii do warunków niezbędnych do jej wprowadzenia do tej sieci, c) łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu jest większy niż 3504 MWh/MW/rok, d) zespół ten obejmuje magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu.” Z zaproponowanej w projekcie ustawy definicji wynika, że instalację hybrydową rozumieć należy jedynie w kontekście wytwarzanej energii elektrycznej. Biogazownia natomiast, jako instalacja OZE daje możliwości jednoczesnego wytwarzania zarówno energii elektrycznej, ciepła jak również biometanu. Podana powyżej definicja niestety ogranicza możliwość wielokierunkowego wykorzystania nośnika energii, jakim jest biogaz. Ponadto definicja jasno wskazuje również, że hybrydowa instalacja OZE może mieć jedynie jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Ten zapis również praktycznie ogranicza możliwości nie tylko jednoczesnego wytwarzana energii elektrycznej, ciepła i biometanu w instalacji hybrydowej, ale również ich podłączenia do odpowiednich, właściwych ze względu na rodzaj energii rodzajów sieci. Definicja hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii podaje warunki i wymagania, nie określając jednocześnie wzorów na podstawie których warunki te będą weryfikowane. Dotyczy to	

			w szczególności stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej zespołu, który wg zaproponowanych zapisów nie powinien być mniejszy niż 3504 MWh/MW/rok. Jak wiadomo ani zdecydowana większość elektrowni wiatrowych na lądzie, ani żadna elektrownia fotowoltaiczna w Polsce, nie są w stanie spełniać tego warunku. Jeżeli intencją ustawodawcy było liczenie tego wskaźnika łącznie dla kilku źródeł, powinno to być precyzyjnie określone, bowiem moc zespołu wzięta do obliczeń tego wskaźnika, jest tu zasadnicza. Problem ten dotyczy również mocy magazynu energii, który ma wchodzić do zespołu, dla którego oblicza się warunek dotyczący stopnia wykorzystania mocy. Trudno też ocenić jednoznacznie pozytywnie proponowany drugi warunek zakładający, że żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej zespołu. Z technicznego punktu widzenia wydaje się on możliwy do spełnienia, jednak w uzasadnieniu brak jest informacji, jaką wartość dodaną takie, wydaje się arbitralne, wymaganie wnosi. W szczególności w uzasadnieniu powinno się jednak zdefiniować funkcję celu, którą wypełniać miałyby projektowane instalacje hybrydowe. Z tego następnie powinny wynikać szczegółowe parametry techniczne, których spełnienia wymagać się będzie od przyszłych inwestorów realizujących tego typu rozwiązania”.	
120.	Uwaga ogólna	Fundacja Frank Bold	Klastry energii Niezbędne jest dostosowanie zaproponowanych przepisów Ustawy. W szczególności wskazane jest	**Uwaga wyjaśniona** Uwaga mówiąca, że niezrozumiałe jest utrzymywanie możliwości tworzenia klastrów funkcjonujących w oparciu o energię z paliw kopalnych

			oparcie działalności i wsparcia kierowanego do klastra wyłącznie o OZE. Niezrozumiałe jest utrzymywanie możliwości tworzenia klastrów funkcjonujących w oparciu o energię z paliw kopalnych oraz przyznawanie im preferencyjnych warunków działalności, jeżeli w ogóle takie paliwa wytwarzane są przez strony klastra. Klaster energii zdaniem Fundacji nie powinien być kolejnym prawnym przejawem działalności spółek energetycznych bazujących na węglu bądź gazie ziemnym. Rolą ustawodawcy jest w tym zakresie umocnienie współpracy wszystkich podmiotów mogących tworzyć klaster, jeżeli działają one w branży OZE. Szczegółowe propozycje zmian przedstawiono w tabeli poniżej.	oraz przyznawanie im preferencyjnych warunków działalności jest niezasadna, gdyż zgodnie z założeniami proponowanego systemu wsparcia odnosi się on do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Projektodawca w ten sposób promuje klastry, które produkują energię z odnawialnych źródeł energii. Niezrozumiałe jest natomiast oczekiwanie, że klaster nie powinien mieć możliwości działalności także w zakresie energii innej niż odnawialna, ponieważ w pewnych modelach klastra energia ta może być potrzebna, gdy nie jest możliwe wytwarzanie energii z oze. Aby móc korzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (PURE). Uzyskanie wpisu jest jednym z warunków koniecznych do uzyskania wsparcia. Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności będzie zależał od ustaleń zawartych w porozumieniu i nie musi być związany z produkcją energii z OZE, jednak takie klastry nie będą mogły korzystać z systemu wsparcia proponowanego w projektowanej regulacji.
121.	Uwaga ogólna	Fundacja Frank Bold	Transpozycja RED II Fundacja ponownie podnosi, że mimo upływu terminu transpozycji RED II do krajowego porządku prawnego, Polska nadal nie dokonała pełnej implementacji tych przepisów. W szczególności dotyczy to przepisów dotyczących tzw. „repoweringu" instalacji OZE, liberalizacji regulacji w zakresie farm wiatrowych i dalszych ułatwień dla tworzenia rozproszonej energetyki poprzez system	**Uwaga nieprzyjęta** w zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych Podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.

			ułatwień dla tworzenia i funkcjonowania społeczności energetycznych. Zdaniem Fundacji, w zakresie w jakim Projekt wyklucza możliwość uzyskiwania w krajowym punkcie kontaktowym informacji na temat postępowań administracyjnych w konkretnej, indywidualnej sprawie nie może stanowić implementacji Dyrektywy RED II, która wyraźnie stanowi o wsparciu udzielanym przez punkt w postaci „przeprowadzenia wnioskodawcy przez administracyjną procedurę składania wniosków o zezwolenie w przejrzysty sposób do momentu wydania przez odpowiedzialne organy jednej lub kilku decyzji na końcu procesu, udzielać mu wszelkich niezbędnych informacji". (Art. 16 ust 2 RED II). Podobne uchybienia wynikają z Projektu w zakresie ukształtowania procedur administracyjnych. W Projekcie nie zawarto norm odnoszących się do zapewnienia dostępu do prostych procedur rozstrzygania sporów w tym – w stosownych przypadkach – alternatywnych mechanizmów rozstrzygania sporów.	**Uwaga wyjaśniona** w zakresie w jakim uwaga dotyczy KPK Informuje się, iż zadaniem KPK, zgodnie z Dyrektywą RED II ma być przeprowadzenie wnioskodawcy przez administracyjną procedurę składania wniosków o zezwolenie tzn. udzielać mu wszelkich niezbędnych informacji. Dyrektywa wprost nie wskazuje o obowiązku przekazywania informacji o konkretnej sprawie. Niemniej jednak witryna KPK będzie mogła także przekierować podmiot składający zapytanie do konkretnej strony internetowej właściwego organu administracyjnego – tak aby informacja była możliwe zindywidualizowana. **Uwaga nieprzyjęta w** zakresie procedury rozstrzygania sporu Możliwość korzystania z sądownictwa polubownego/arbitrażowego dla osób prawnych i fizycznych jest uregulowana w części piątej kodeksu postępowania cywilnego (art. 1154-1217). Ponadto spory osób fizycznych są regulowane w ustawie z 23.9.2016 r o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (Dz. U. z 2016 r. poz. 1823).
122.	Uwaga ogólna	Fundacja Frank Bold	Modernizacja instalacji OZE W ocenie Fundacji, zasadne jest takie uproszczenie procedur, aby odtworzenie stanu pierwotnego instalacji zniszczonej np. wskutek zjawisk atmosferycznych, nie pociągało za sobą konieczności występowania o nowe warunki przyłączenia.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga spoza zakresu regulacji. Istotą zmiany przepisów jest uregulowanie uczestnictwa jednostek podlegających modernizacji w systemie wsparcia. Modernizacja w tym zakresie z założenia nie wymaga uzyskania nowych warunków przyłączenia.
123.	Uwaga ogólna	Fundacja Frank Bold	Zmiana ustawy odległościowej Niezbędne jest zniesienie wymogu zachowania minimalnej odległości pomiędzy elektrownią wiatrową a najbliższymi zabudowaniami	**Uwaga wyjaśniona** W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia

			mieszkalnymi – tzw. zasady 10h wynikającej z ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych3, która arbitralnie wyłączyła potencjalną możliwość budowy farm wiatrowych na 99,7% powierzchni kraju4. Z tego względu należy uzupełnić Projekt o przepisy wynikające z projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (numer w wykazie prac legislacyjnych: UD207), który w maju 2021 r. został poddany pod konsultacje publiczne i do tej pory prac nad dokumentem nie wznowiono. Mimo licznych głosów krytyki ze strony ekspertów, wspomniana wyżej ustawa zablokowała rozwój farm wiatrowych począwszy od 2016 r. Fundacja postuluje, aby z ograniczeń wyłączyć modernizacje istniejącej instalacji, jeżeli taka modernizacja nie prowadzi do lokalizowania nowych lub powiększania wymiarów fizycznych istniejących jednostek. W obecnym kształcie dokonywanie modernizacji, w rozumieniu ustawy, istniejących turbin poprzez polepszanie ich osiągów technicznych, sprawności, czy nawet naprawa wskutek np. uszkodzenia będącego efektem zjawisk atmosferycznych wymagałaby każdorazowo ustalenia, czy kryterium odległościowe jest spełnione. Dotychczasowe przepisy Ustawy nie sprzyjają zatem rozwojowi rynku OZE, a faktycznie zmniejszają liczbę jednostek prądotwórczych w Polsce. Ponadto Fundacja podnosi, że szkodliwym dla rozwoju elektrowni wiatrowych jest uzależnienie ich lokalizowania od uchwalenia na danym terenie miejscowego planu zagospodarowania	wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.

[3] t.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 724.

[4] Instrat, Wiatr w żagle, Zasada 10H a potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce, 2021: https://instrat.pl/wp-content/ uploads/ 2021/05/ Instrat-Wiatr-w-z%CC%87agle.pdf (dostęp 11 marca 2022)

			przestrzennego jako warunku koniecznego. Zasadnym jest natomiast takie ukształtowanie przepisów, które w realiach pokrycia kraju w ok. 30% miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego[5] umożliwi lokalizację nowych inwestycji OZE, z poszanowaniem interesów lokalnej społeczności, ale w postępowaniu szybkim i ukierunkowanym na tworzenie ułatwień i zachęt dla inwestorów OZE. Z tego względu proponuje się takie ukształtowanie przepisów art. 4 ww. ustawy, aby odległość elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa była ustalana przez organy danej gminy, ale niekoniecznie w postaci miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Zdaniem Fundacji należy odejść od sztywnego ustalania przez ustawodawcę odległości farm wiatrowych od zabudowań mieszkalnych. Kwestia ta powinna zostać powierzona organom odpowiedzialnym za wydawanie decyzji inwestycyjnych z zakresu prawa budowlanego / organom gminy a także być przedmiotem analizy w procesie dokonywania oceny oddziaływania na środowisko. Jedynie w ten sposób będą respektowane lokalne uwarunkowania i oczekiwania społeczności, których dotyczyć będą ewentualne niedogodności związane z umiejscowieniem instalacji OZE. Nie można bowiem utożsamiać ze sobą skrajnie różnych przypadków które mogłyby zostać należycie poddane analizie przez kompetentne organy administracji. Zdaniem Fundacji, zupełnie inne uwarunkowania wiążą się	

[5] https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/nik-o-systemie-gospodarowania-przestrzenia-gmin.html (dostęp 11 marca 2022)

			bowiem z sytuacją, w której w obszarze oddziaływania farmy wiatrowej mieszka i posiada swoje centra życiowe kilkaset osób niż z sytuacją, w której w określonym z góry promieniu od farmy jest umiejscowiony jeden budynek czasowo wykorzystywany przez pojedyncze osoby na cele mieszkalne. Zasada 10h nie umożliwia takiego indywidualnego podejścia, wyklucza społeczności i władze lokalne z procesu samostanowienia o kierunkach rozwoju ich jednostek samorządu terytorialnego.	
124.	Uwaga ogólna	Fundacja Frank Bold	Fotowoltaika Ministerstwo Rozwoju i Technologii przeprowadziło w styczniu 2022 r. prekonsultacje projektu ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym[6]. Projekt zawiera m.in. zmiany dotyczące rozwoju fotowoltaicznych instalacji OZE. Zgodnie z projektowanymi przepisami, przeznaczenie terenów na rozwój instalacji OZE dużej mocy może nastąpić wyłącznie na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Tak rygorystyczne podejście nie jest zrozumiałe. Wyjątkiem mają być farmy fotowoltaiczne o mocy do 1 MW na nieużytkach i gruntach rolnych klasy V, VI i VIz. Nie wspomina się jednak o gruntach klasy IV, które stanowią około 40% gruntów rolnych w kraju. Wymóg realizowania inwestycji tylko na terenach objętych planem zagospodarowania przestrzennego jest bardzo rzadki w polskim prawie i podobnie jak wskazywano wyżej – może zablokować rozwój fotowoltaiki w Polsce. Zdaniem Fundacji Projekt powinien być uzupełniony o rozwiązania sprzyjające, a nie	**Uwagi nieprzyjęte** Uwagi nie dotyczą przedmiotu ustawy. W zakresie net meteringu uwaga jest wprost sprzeczna z art. 21 ust. 2 dyrektywy RED II, ponieważ nie zapewnia możliwości sprzedaży nadwyżek wytworzonej energii prosumenckiej uwzględniającej jej rynkową wartość.

[6] https://www.gov.pl/web/rozwoj-technologia/prekonsultacje-zmiany-ustawy-o-planowaniu-i-zagospodarowaniu-przestrzennym---reforma-systemu (dostęp 11 marca 2022)

			utrudniające, jak przedstawiony wyżej projekt, lokalizowanie farm fotowoltaicznych. Odrębnym wątkiem, który powinien znaleźć odzwierciedlenie w przepisach jest powrót, przynajmniej na tyle, na ile daje taką możliwość prawo unijne, do zasady net-meteringu. Olbrzymie zainteresowanie fotowoltaiką indywidualną notowane w ostatnich miesiącach 2021 r. pokazuje jak ogromny potencjał wykazują w przedmiotowym zakresie gospodarstwa indywidualne. Dlatego też zasadne jest przywrócenie, choćby na ograniczony czas dotychczasowych (sprzed 1 kwietnia 2022 r.) zasad rozliczania energii wyprodukowanej w takich przydomowych instalacjach i wprowadzanych do sieci nadwyżek produkcji.	
125.	Uwaga ogólna	Fundacja Frank Bold	Zagospodarowanie przestrzenne W kontekście pobudzenia rozwoju produkcji energii odnawialnej z wiatru i energii słonecznej niezbędne jest zmodyfikowanie przepisów odnoszących się do planowania i zagospodarowania przestrzennego, czego przedstawiony Projekt nie obejmuje. Zmiany powinny mieć na celu maksymalne uproszczenie procedur ustalania lokalizacji inwestycji OZE, przy uwzględnieniu stanowiska zainteresowanych społeczności lokalnych. Z tego względu Fundacja postuluje odejście od forsowanych w ostatnich miesiącach rozwiązań uzależniających lokalizowanie inwestycji OZE wyłącznie na terenach posiadających miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego. Wobec obecnego pokrycia kraju miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego będącego efektem niekorzystnie ukształtowanych przepisów ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym czyniących tworzenie planów	**Uwaga nieprzyjęta** Uwagi nie dotyczą przedmiotu ustawy. Niemniej w MKiŚ prowadzone są analizy możliwości wprowadzenia dodatkowych ułatwień dla oze w tym obszarze.

			zadaniem koszto- i czasochłonnym, mając na uwadze konieczność pobudzenia rozwoju OZE pilną potrzebą transformacji energetycznej Polski, zasadnym jest wypracowanie przez ustawodawcę innych mechanizmów w przedmiotowym zakresie.	
126.	Uwaga ogólna	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu	Zdaniem Forum przedmiotowy projekt nie adresuje rozwiązań i konstrukcji sprzyjających rozwojowi odnawialnej energetyki przemysłowej. Projekt nie zawiera postanowień sprzyjających likwidacji barier, które utrudniają a czasami wręcz uniemożliwiają rozwój OZE w przemyśle. Przemysł, jako jedna z najbardziej energochłonnych gałęzi gospodarki, powinien zostać uznany za priorytet z punktu widzenia dekarbonizacji i rozwoju źródeł niskoemisyjnych. Ze względu na zwiększenie presji regulacyjnej i społecznej dotyczącej ochrony środowiska korzystanie z odnawialnych źródeł podczas procesu produkcji staje się czynnikiem wpływającym na konkurencyjność wytwarzanych produktów na rynkach zagranicznych. Coraz więcej partnerów biznesowych i poddostawców wymaga aby produkcja odbywała się z poszanowaniem zasad ochrony środowiska i przy wykazaniu zmniejszenia śladu węglowego. Kluczowe więc jest z perspektywy Forum stworzenie systemu wsparcia i zachęt pozwalających polskiemu przemysłowi na zwiększeniu udziału odnawialnej energii w procesach produkcji. Pozwoli to na zwiększenie konkurencyjności wytwarzanych w Polsce produktów oraz zmniejszenie kosztów produkcji. Według oceny Forum projekt powinien zostać rozszerzony o posadowienia instalacji OZE na terenach przemysłowych w szczególności postanowienia dotyczące lokowania instalacji OZE bezpośrednio przy zakładach przemysłowych.	**Uwaga wyjaśniona** W zakresie energetyki wiatrowej na lądzie podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. W przypadku kwestii linii bezpośredniej uwagi te również wychodzą poza zakres projektu. Niemniej należy podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej. W odniesieniu do ustanowienia umów PPA projekt UC99 wprowadza nowy typ umowy sprzedaży energii elektrycznej, który nakłada na strony tej umowy obowiązki wynikające, przede wszystkim, z art. 5 ust. 2 pkt 1 uPE określającego minimalną treść umowy. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii stanowi lex specialis w stosunku do umowy z art. 5 ust. 2 pkt 1 i musi uwzględniać wskazane tam elementy umowy. Wprowadzone przepisy regulują kwestię fizycznej dostawy energii na podstawie umowy PPA z uwagi na wymogi wynikające z konieczności wykorzystania KSE.

			Zdaniem Forum konieczne jest wypracowanie kompleksowych i systemowych mechanizmów, opartych o stabilne ramy regulacyjne służących do rozwoju niskoemisyjnego przemysłu. Propozycję przedstawione w projekcie odnoszą się głównie do rozwoju energetyki prosumenckiej, pomijając przy tym energetykę przemysłową. Kluczowe z punktu widzenia Forum jest umożliwienie zwiększania udziału ciepła oraz chłodu odpadowego w ciepłownictwie oraz rozwój umów PPA w szczególności poprzez wprowadzenie zmian w zakresie pojęcia linii bezpośredniej. Warto podkreślić znaczenie innych metod produkcji wodoru odnawialnego niż elektroliza (wymieniona m.in. na s. 29-30 uzasadnienia projektu), np. metody termochemiczne wykorzystujące wysokotemperaturowe ciepło odpadowe – mogą być one szczególnie interesujące dla przemysłu energochłonnego, w którym powstają wysokotemperaturowe gazy, czyli np. w hutnictwie, a również w małych reaktorach jądrowych. Nowelizacja wprowadza warte odnotowania pozytywne zmiany w zakresie uproszczenia procesu inwestycyjnego dla OZE o mocy do 150 kW (projektowana zmiana art. 29 ust. 4 pkt 3 lit. c. ustawy - prawo budowlane). Zgodnie z treścią przepisu nie będzie wymagało pozwolenia na budowę i zgłoszenia instalowanie kolektorów słonecznych, pomp ciepła, paneli fotowoltaicznych o mocy do 150kW (obecnie 50kW). W kontekście powyższej zmiany w prawie budowlanym, a także mając na uwadze podane w uzasadnieniu do projektu (s.1) założenie, zgodnie z którym projektowana ustawa odpowiadać ma w	Inne proponowane technologie wytwarzania wodoru odnawialnego wykraczają poza zakres implementacyjny dyrektywy RED II. Ministerstwo Klimatu i Środowiska nie wyklucza jednak prac legislacyjnych we wspomnianym obszarze, przy okazji innych projektów regulujących rynek wodoru.

			szczególności za implementację do polskiego porządku prawnego dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. UE L 328 z 21.12.2018 r., str. 82—209, tzw. dyrektywa „RED II"), postulujemy dalsze uproszczenia procedur administracyjnych dla inwestycji w OZE, zgodnie z uwagami przedstawionymi poniżej w punktach 1.1-1.5. Na podstawie §3 pkt 54 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, w zw. z art. 59 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, instalacje fotowoltaiczne, o powierzchni zabudowy powyżej 0,5ha, wymagają przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, a tym samym uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. **Rekomendujemy podniesienie powyższego progu.** Jednocześnie zastrzegamy, że zaproponowane rozwiązanie powinno obejmować utrzymanie narzędzi weryfikacji przez właściwe organy konieczności przeprowadzenia postępowania w przedmiocie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach i ewentualnie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, nawet w przypadku nieprzekraczania zrewidowanych progów. **Rekomendujemy rozważenie podniesienia progu powierzchni zabudowy na potrzeby kwalifikacji**	**Uwagi nieprzyjęte** w odniesieniu do procedur środowiskowych Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw nie przewiduje zmiany ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. Zgłoszone uwagi do ww. ustawy oraz Rozporządzenia Rady Ministrów wydanego na jej podstawie zasługują na dalsze analizy i dyskusje. Obecnie odrębnie procedowana jest nowelizacja tej ustawy i w najbliższym czasie zostanie skierowana do konsultacji społecznych, dlatego wszelkie uwagi powinny zostać zgłoszone w tamtym projekcie.

			projektu jako przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, a tym samym podlegających obowiązkowi przeprowadzenia postępowania o przedmiocie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (§ 3 ust., pkt 54 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, Dz.U. 2019 poz. 1839) **– z aktualnie obowiązujących wielkości, tj.: nie mniej, niż 0,5 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz nie mniej niż 1 ha na pozostałych obszarach, do wielkości: 1 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz nie mniej niż 2 ha na pozostałych obszarach.** W przypadku zakwalifikowania instalacji odnawialnego źródła energii do kategorii przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko – ocena oddziaływania na środowisko nie jest obowiązkowa, a rozstrzyga o tym w drodze postanowienia organ wydający decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, którym w większości przypadków będzie wójt, burmistrz albo prezydent miasta. Konsultuje on rozstrzygnięcie z Regionalną Dyrekcją Ochrony Środowiska (RDOŚ) oraz Powiatowym Państwowym Inspektorem Sanitarnym. **W praktyce proces wymiany informacji i udzielania konsultacji pomiędzy organami jest nadmiernie czasochłonny.** W kontekście badania konieczności przeprowadzania oceny oddziaływania na środowisko w stosunku do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko	

			postulujemy opracowanie i zawarcie w ustawie OOŚ rozwiązań i kryteriów prawnych zmierzających do szerszego wykorzystania Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia dla projektów odnawialnych źródeł energii. Spowoduje to prostsze i szybsze wypełnienie elementu raportowania w zakresie wymogów środowiskowych. **Proponujemy dodanie do art. 64 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko** (ustawa OOŚ, Dz.U. 2008 Nr 199 poz. 1227) **przepisów precyzyjnie ograniczających czas udzielania opinii na potrzeby wydawania postanowienia o obowiązku, lub jego braku w zakresie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko według przedstawionej powyżej sekwencji administracyjnej. Ponadto, samo badanie konieczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko (art. 63 ustawy OOŚ) powinien również zostać ujęty w jasne, możliwie skrócone ramy czasowe.** **Postulujemy opracowanie i zawarcie w ustawie OOŚ rozwiązań i kryteriów prawnych zmierzających do szerszego wykorzystania Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia dla projektów odnawialnych źródeł energii.** Proponujemy poszerzenie projektu o rozwiązania dotyczące preferencyjnych warunków lokowania instalacji OZE na terenach przemysłowych i górniczych.	

			Ustawa odległościowa (ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych z dnia 20 maja 2016 r., Dz. U. z 2021 r. poz. 724) przewiduje w art. 4 ust. 3 przypadki, w których nie jest wymagane zachowanie określonej przepisami odległości. Zawarcie w ustawie przepisu zawierającego jednoznaczne wyłączenie spod zakresu regulacji ustawy inwestycji w zakresie elektrowni wiatrowych realizowanych na obszarach, na których zlokalizowany jest przemysł, niosłoby za sobą szereg korzyści, zarówno w postaci minimalizacji nakładów koniecznych na realizację inwestycji infrastrukturalnych, jak i przyczyniłoby się do działań mających na celu spełnienie przez Polskę celów redukcyjnych. Pozwoliłoby to na eliminację rozwiązania hamującego rozwój odnawialnych źródeł energii niedostosowanego do realiów miejscowych. Konsekwencją wprowadzenia takiego wyłączenia, powinno być brak obowiązku umieszczania i konsultowania w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego elektrowni wiatrowych, które mają być zlokalizowane na terenach górniczych oraz terenach przemysłowych, według kryterium ewidencyjnego. Alternatywnie, rozważyć można wprowadzenie procedury uzgodnienia lokalizacji inwestycji przez inwestora (tereny górnicze oraz tereny przemysłowe) z właściwym organem administracji i warunkować uzyskanie pozwolenia na budowę wyrażeniem zgody przez ten organ. **Proponuje się dodanie do katalogu wyłączeń z zakresu stosowania wymogów lokalizacyjnych wyjątków odnoszących się do budowy elektrowni**	

			wiatrowych zlokalizowanych na terenach służących bezpośrednio do wykonywania działalności regulowanej ustawą z dnia 9 czerwca 2011 r. - Prawo geologiczne i górnicze (tereny górnicze) oraz terenach przemysłowych w rozumieniu Rozporządzenia Ministra Rozwoju Regionalnego i Budownictwa z dnia 29 marca 2001 r. w sprawie ewidencji gruntów i budynków. Dodatkowo, postulujemy rozważenie zobowiązania rad gmin do obligatoryjnego zawierania w ramach miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego dedykowanych segmentów poświęconych preferencyjnego lokalizowania inwestycji odnawialnych źródeł energii. Innym zagadnieniem stojącym na przeszkodzie realizacji inwestycji w elektrownie wiatrowe są przepisy dotyczące zagospodarowania przestrzennego i prawa budowlanego w odniesieniu do masztów pomiarowych. Postanowienia miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (ew. warunków zabudowy i zagospodarowania terenu) uniemożliwiają w wielu przypadkach postawienie masztów służących do pomiarów wietrzności, koniecznych do zbadania warunków panujących w miejscu planowanej budowy elektrowni wiatrowej. Czyni to niemożliwą ocenę opłacalności ekonomicznej inwestycji, a tym samym utrudnia pozyskanie dofinansowania i w praktyce niweczy możliwość realizacji budowy nowych źródeł. Nie ma to żadnego uzasadnienia. Drugim istotnym aspektem, przemawiającym za brakiem konieczności weryfikowania zgodności	

			posadowienia masztu z treścią aktów regulujących zagospodarowanie przestrzenne, jest tymczasowość prowadzenia pomiarów i wynikający stąd ograniczony czas, na jaki lokalizowany jest maszt pomiarowy. Warto dodać, że stawiane tymczasowo maszty nie są inwestycjami o znaczącym oddziaływaniu na środowisko – nie powodują migotania, nie oddziałują akustycznie oraz nie mają łopat mogących wywołać kolizję z ptakami. Obowiązek zbadania zgodności zamierzenia budowlanego z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego lub warunkami zabudowy i zagospodarowania terenu wynika z art. 35 ust. 1 ustawy - Prawo budowlane. Dodanie wyłączenia stanowiącego, że wymaganie, o którym mowa w tym przepisie nie ma zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności pozwoliłoby wyeliminować znaczące utrudnienie stojące przed inwestorami planującymi inwestycje przewidzianą na potrzeby zasilania własnego zakładu przemysłowego. Wskazujemy na konieczność podjęcia kroków prawodawczych, związanych ze skróceniem terminów uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Innym zagadnieniem stojącym na przeszkodzie realizacji inwestycji w elektrownie wiatrowe są przepisy dotyczące zagospodarowania przestrzennego i prawa budowlanego w odniesieniu do **masztów pomiarowych.** Postanowienia miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (ew. warunków zabudowy i zagospodarowania terenu) uniemożliwiają w wielu przypadkach postawienie masztów służących do	

			pomiarów wietrzności, koniecznych do zbadania warunków panujących w miejscu planowanej budowy elektrowni wiatrowej. **Czyni to niemożliwą ocenę opłacalności ekonomicznej inwestycji, a tym samym utrudnia pozyskanie dofinansowania i w praktyce niweczy możliwość realizacji budowy nowych źródeł**. **Nie ma to żadnego uzasadnienia**. Drugim istotnym aspektem, przemawiającym za brakiem konieczności weryfikowania zgodności posadowienia masztu z treścią aktów regulujących zagospodarowanie przestrzenne, jest tymczasowość prowadzenia pomiarów i wynikający stąd ograniczony czas, na jaki lokalizowany jest maszt pomiarowy. Warto dodać, że stawiane tymczasowo maszty nie są inwestycjami o znaczącym oddziaływaniu na środowisko – nie powodują migotania, nie oddziałują akustycznie oraz nie mają łopat mogących wywołać kolizję z ptakami. Obowiązek zbadania zgodności zamierzenia budowlanego z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego lub warunkami zabudowy i zagospodarowania terenu wynika z art. 35 ust. 1 ustawy - Prawo budowlane. Dodanie wyłączenia stanowiącego, że wymaganie, o którym mowa w tym przepisie nie ma zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności pozwoliłoby wyeliminować znaczące utrudnienie stojące przed inwestorami planującymi inwestycje przewidzianą na potrzeby zasilania własnego zakładu przemysłowego. **Wymaganie określone w ustawie - Prawo budowlane** (badanie zgodności projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu	

			architektoniczno-budowlanego z ustaleniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i innymi aktami prawa miejscowego albo decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu w przypadku braku miejscowego planu przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę lub odrębnej decyzji o zatwierdzeniu projektu budowlanego) **nie powinno mieć zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności** (maszty pomiarowe mają z natury charakter tymczasowy i nie są uciążliwe dla sąsiedztwa). **Wskazujemy na konieczność podjęcia kroków prawodawczych, związanych ze skróceniem terminów uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.** **Proponujemy w tym obszarze rozdzielenie procedury uzyskiwania decyzji środowiskowej od rozstrzygnięć planistycznych (równoległe procedowanie komponentów sekwencji administracyjnej dla projektów odnawialnych źródeł energii).** Wymagane są także zmiany proceduralne, ukierunkowane na uelastycznienie, poprzez zmianę progów liczbowych, obligatoryjności wymogów środowiskowych w odniesieniu do instalacji produkujących energię ze źródeł odnawialnych, bez uszczerbku dla instrumentów proceduralnych wynikających z zobowiązań prawa Unii Europejskiej.	
127.	Uwaga ogólna	Izba Energetyki Przemysłowej i	Zdaniem Izby przedmiotowy projekt nie adresuje rozwiązań i konstrukcji sprzyjających rozwojowi odnawialnej energetyki przemysłowej. Projekt nie zawiera postanowień sprzyjających likwidacji	**Uwaga wyjaśniona** W przypadku kwestii linii bezpośredniej uwagi wychodzą poza zakres projektu. Niemniej należy podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości

		Odbiorców Energii	barier, które utrudniają a czasami wręcz uniemożliwiają rozwój OZE w przemyśle. Przemysł, jako jedna z najbardziej energochłonnych gałęzi gospodarki, powinien zostać uznany za priorytet z punktu widzenia dekarbonizacji i rozwoju źródeł niskoemisyjnych. Ze względu na zwiększenie presji regulacyjnej i społecznej dotyczącej ochrony środowiska korzystanie z odnawialnych źródeł podczas procesu produkcji staje się czynnikiem wpływającym na konkurencyjność wytwarzanych produktów na rynkach zagranicznych. Coraz więcej partnerów biznesowych i poddostawców wymaga aby produkcja odbywała się z poszanowaniem zasad ochrony środowiska i przy wykazaniu zmniejszenia śladu węglowego. Kluczowe więc jest z perspektywy Izby stworzenie systemu wsparcia i zachęt pozwalających polskiemu przemysłowi na zwiększeniu udziału odnawialnej energii w procesach produkcji. Pozwoli to na zwiększenie konkurencyjności wytwarzanych w Polsce produktów oraz zmniejszenie kosztów produkcji. Według oceny Izby projekt powinien zostać rozszerzony o posadowienia instalacji OZE na terenach przemysłowych w szczególności postanowienia dotyczące lokowania instalacji OZE bezpośrednio przy zakładach przemysłowych. Zdaniem Izby konieczne jest wypracowanie kompleksowych i systemowych mechanizmów, opartych o stabilne ramy regulacyjne służących do rozwoju niskoemisyjnego przemysłu. Propozycję przedstawione w projekcie odnoszą się głównie do rozwoju energetyki prosumenckiej, pomijając przy tym energetykę przemysłową. Kluczowe z punktu widzenia Izby jest umożliwienie zwiększania udziału ciepła oraz chłodu odpadowego	przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.

			w ciepłownictwie oraz rozwój umów PPA w szczególności poprzez wprowadzenie zmian w zakresie pojęcia linii bezpośredniej.	
128.	Uwaga ogólna	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii PIPC	Warto podkreślić znaczenie innych metod produkcji wodoru odnawialnego niż elektroliza (wymieniona m.in. na s. 29-30 uzasadnienia projektu), np. metody termochemiczne wykorzystujące wysokotemperaturowe ciepło odpadowe – mogą być one szczególnie interesujące dla przemysłu energochłonnego, w którym powstają wysokotemperaturowe gazy, czyli np. w hutnictwie, a również w małych reaktorach jądrowych.	**Uwaga nieprzyjęta** Proponowane technologie wytwarzania wodoru odnawialnego wykraczają poza zakres implementacyjny dyrektywy RED II. Ministerstwo Klimatu i Środowiska nie wyklucza jednak prac legislacyjnych we wspomnianym obszarze, przy okazji innych projektów regulujących rynek wodoru.
129.	Uwaga ogólna	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	Nowelizacja wprowadza warte odnotowania pozytywne zmiany w zakresie uproszczenia procesu inwestycyjnego dla OZE o mocy do 150 kW (projektowana zmiana art. 29 ust. 4 pkt 3 lit. c. ustawy - prawo budowlane). Zgodnie z treścią przepisu nie będzie wymagało pozwolenia na budowę i zgłoszenia instalowanie kolektorów słonecznych, pomp ciepła, paneli fotowoltaicznych o mocy do 150kW (obecnie 50kW). **W kontekście powyższej zmiany w prawie budowlanym, a także mając na uwadze podane w uzasadnieniu do projektu (s.1) założenie, zgodnie z którym projektowana ustawa odpowiadać ma w szczególności za implementację do polskiego porządku prawnego dyrektywy** Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. **w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych** (Dz.U. UE L 328 z 21.12.2018 r., str. 82—209, tzw. dyrektywa **„RED II"), postulujemy dalsze uproszczenia procedur administracyjnych dla inwestycji w OZE, zgodnie**	**Uwaga przyjęta kierunkowo** Ministerstwo Klimatu i Środowiska w sposób ciągły podejmuje działania mające na celu uproszczenie procedur dla budowy instalacji oze w ramach ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz innych aktów prawnych.

			z uwagami przedstawionymi poniżej w punktach 1.1-1.5.	
130.	Uwaga ogólna	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	Na podstawie §3 pkt 54 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, w zw. z art. 59 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, instalacje fotowoltaiczne, o powierzchni zabudowy powyżej 0,5ha, wymagają przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, a tym samym uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. **Rekomendujemy podniesienie powyższego progu.** Jednocześnie zastrzegamy, że zaproponowane rozwiązanie powinno obejmować utrzymanie narzędzi weryfikacji przez właściwe organy konieczności przeprowadzenia postępowania w przedmiocie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach i ewentualnie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, nawet w przypadku nieprzekraczania zrewidowanych progów. **Rekomendujemy rozważenie podniesienia progu powierzchni zabudowy na potrzeby kwalifikacji projektu jako przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, a tym samym podlegających obowiązkowi przeprowadzenia postępowania o przedmiocie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach** (§ 3 ust., pkt 54 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga poza zakresem regulacji. Zagadnienia dotyczące odziaływania na środowisko procedowane są w ramach odrębnej inicjatywy legislacyjnej dotyczącej aktualnie procedowanej nowelizacji ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko.

			oddziaływać na środowisko, Dz.U. 2019 poz. 1839) **– z aktualnie obowiązujących wielkości, tj.: nie mniej, niż 0,5 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz nie mniej niż 1 ha na pozostałych obszarach, do wielkości: 1 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz nie mniej niż 2 ha na pozostałych obszarach.**	
131.	Uwaga ogólna	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	W przypadku zakwalifikowania instalacji odnawialnego źródła energii do kategorii przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko – ocena oddziaływania na środowisko nie jest obowiązkowa, a rozstrzyga o tym w drodze postanowienia organ wydający decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, którym w większości przypadków będzie wójt, burmistrz albo prezydent miasta. Konsultuje on rozstrzygnięcie z Regionalną Dyrekcją Ochrony Środowiska (RDOŚ) oraz Powiatowym Państwowym Inspektorem Sanitarnym. **W praktyce proces wymiany informacji i udzielania konsultacji pomiędzy organami jest nadmiernie czasochłonny.** W kontekście badania konieczności przeprowadzania oceny oddziaływania na środowisko w stosunku do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko **postulujemy opracowanie i zawarcie w ustawie OOŚ rozwiązań i kryteriów prawnych zmierzających do szerszego wykorzystania Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia dla projektów odnawialnych źródeł energii.** Spowoduje to prostsze i szybsze wypełnienie elementu raportowania w zakresie wymogów środowiskowych.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga poza zakresem regulacji. Zagadnienia dotyczące odziaływania na środowisko procedowane są w ramach odrębnej inicjatywy legislacyjnej dotyczącej aktualnie procedowanej nowelizacji ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko.

			Proponujemy dodanie do art. 64 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (ustawa OOŚ, Dz.U. 2008 Nr 199 poz. 1227) przepisów precyzyjnie ograniczających czas udzielania opinii na potrzeby wydawania postanowienia o obowiązku, lub jego braku w zakresie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko według przedstawionej powyżej sekwencji administracyjnej. Ponadto, samo badanie konieczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko (art. 63 ustawy OOŚ) powinien również zostać ujęty w jasne, możliwie skrócone ramy czasowe. Postulujemy opracowanie i zawarcie w ustawie OOŚ rozwiązań i kryteriów prawnych zmierzających do szerszego wykorzystania Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia dla projektów odnawialnych źródeł energii.	
132.	Uwaga ogólna	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	Proponujemy poszerzenie projektu o rozwiązania dotyczące preferencyjnych warunków lokowania instalacji OZE na terenach przemysłowych i górniczych. Ustawa odległościowa (ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych z dnia 20 maja 2016 r., Dz. U. z 2021 r. poz. 724) przewiduje w art. 4 ust. 3 przypadki, w których nie jest wymagane zachowanie określonej przepisami odległości. Zawarcie w ustawie przepisu zawierającego jednoznaczne wyłączenie spod zakresu regulacji ustawy inwestycji w zakresie elektrowni wiatrowych realizowanych na obszarach, na których zlokalizowany jest przemysł, niosłoby za sobą szereg korzyści, zarówno w postaci minimalizacji	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga poza zakresem regulacji. W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.

			nakładów koniecznych na realizację inwestycji infrastrukturalnych, jak i przyczyniłoby się do działań mających na celu spełnienie przez Polskę celów redukcyjnych. Pozwoliłoby to na eliminację rozwiązania hamującego rozwój odnawialnych źródeł energii niedostosowanego do realiów miejscowych. Konsekwencją wprowadzenia takiego wyłączenia, powinno być brak obowiązku umieszczania i konsultowania w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego elektrowni wiatrowych, które mają być zlokalizowane na terenach górniczych oraz terenach przemysłowych, według kryterium ewidencyjnego. Alternatywnie, rozważyć można wprowadzenie procedury uzgodnienia lokalizacji inwestycji przez inwestora (tereny górnicze oraz tereny przemysłowe) z właściwym organem administracji i warunkować uzyskanie pozwolenia na budowę wyrażeniem zgody przez ten organ. Proponuje się dodanie do katalogu wyłączeń z zakresu stosowania wymogów lokalizacyjnych wyjątków odnoszących się do budowy elektrowni wiatrowych zlokalizowanych na terenach służących bezpośrednio do wykonywania działalności regulowanej ustawą z dnia 9 czerwca 2011 r. - Prawo geologiczne i górnicze (tereny górnicze) oraz terenach przemysłowych w rozumieniu Rozporządzenia Ministra Rozwoju Regionalnego i Budownictwa z dnia 29 marca 2001 r. w sprawie ewidencji gruntów i budynków. Dodatkowo, postulujemy rozważenie zobowiązania rad gmin do obligatoryjnego zawierania w ramach miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i studium uwarunkowań i kierunków	

			zagospodarowania przestrzennego dedykowanych segmentów poświęconych preferencyjnego lokalizowania inwestycji odnawialnych źródeł energii.	
133.	Uwaga ogólna	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	Innym zagadnieniem stojącym na przeszkodzie realizacji inwestycji w elektrownie wiatrowe są przepisy dotyczące zagospodarowania przestrzennego i prawa budowlanego w odniesieniu do **masztów pomiarowych.** Postanowienia miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (ew. warunków zabudowy i zagospodarowania terenu) uniemożliwiają w wielu przypadkach postawienie masztów służących do pomiarów wietrzności, koniecznych do zbadania warunków panujących w miejscu planowanej budowy elektrowni wiatrowej. **Czyni to niemożliwą ocenę opłacalności ekonomicznej inwestycji, a tym samym utrudnia pozyskanie dofinansowania i w praktyce niweczy możliwość realizacji budowy nowych źródeł**. **Nie ma to żadnego uzasadnienia**. Drugim istotnym aspektem, przemawiającym za brakiem konieczności weryfikowania zgodności posadowienia masztu z treścią aktów regulujących zagospodarowanie przestrzenne, jest tymczasowość prowadzenia pomiarów i wynikający stąd ograniczony czas, na jaki lokalizowany jest maszt pomiarowy. Warto dodać, że stawiane tymczasowo maszty nie są inwestycjami o znaczącym oddziaływaniu na środowisko – nie powodują migotania, nie oddziałują akustycznie oraz nie mają łopat mogących wywołać kolizję z ptakami. Obowiązek zbadania zgodności zamierzenia budowlanego z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego lub warunkami	**Uwaga nieprzyjęta** Ustawa poza zakresem regulacji. W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.

			zabudowy i zagospodarowania terenu wynika z art. 35 ust. 1 ustawy - Prawo budowlane. Dodanie wyłączenia stanowiącego, że wymaganie, o którym mowa w tym przepisie nie ma zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności pozwoliłoby wyeliminować znaczące utrudnienie stojące przed inwestorami planującymi inwestycje przewidzianą na potrzeby zasilania własnego zakładu przemysłowego. Wymaganie określone w ustawie - Prawo budowlane (badanie zgodności projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego z ustaleniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i innymi aktami prawa miejscowego albo decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu w przypadku braku miejscowego planu przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę lub odrębnej decyzji o zatwierdzeniu projektu budowlanego) nie powinno mieć zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności (maszty pomiarowe mają z natury charakter tymczasowy i nie są uciążliwe dla sąsiedztwa).	
134.	Uwaga ogólna	Krajowa Izba Gospodarcza i Elektroniki	Zmiana ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw powinna spełniać założenia zdefiniowane przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska (MKiŚ) opublikowane na początku 2021 roku i uzupełnione przez stanowiska/opinie przedsiębiorców w części dotyczącej energii. W celu przygotowania przedmiotowej zmiany, MKiŚ ogłosiło przetarg na wykonanie Raportu pt. „*Analiza otoczenia rynkowego i uwarunkowań technicznych istotnych dla efektywnego wdrożenia taryf dynamicznych oraz ramowe propozycje w*	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga o charakterze ogólnym, która nie zawiera konkretnych propozycji zmian.

			zakresie tworzenia taryf dynamicznych dla różnych grup odbiorców wraz z propozycjami zmian w systemie taryfowania w związku z wprowadzeniem inteligentnego opomiarowania" (dalej: „Raport"). Na podstawie umowy z MKiŚ nr: DELG/2/2021 z dnia 30 marca 2021 roku powstał i został w listopadzie 2021 roku przekazany do MKiŚ powyższy Raport, którego współautorem była KIGEiT. Zgodnie z wymaganiami MKiŚ, przy opracowaniu Raportu, w pełni uwzględniono zalecenia, rekomendacje i bariery w otoczeniu prawnym zdefiniowanym przez poniższe akty prawne i dokumenty: • Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944[7] z dnia 5 czerwca 2019r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (dalej Dyrektywa 2019/944); • Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943[8] z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii; • Zalecenie Komisji (UE) z dnia 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do rozpowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych (2012/148/UE)[9]; • Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne[10];	

7 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=PL
8 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=PL
9 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012H0148&from=PL
10 https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu19970540348

			• Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii[11]; • Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji[12]; • Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy[13]; • Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych[14]; • Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej[15]; oraz Ustawa z dnia 20 kwietnia 2021 roku o zmianie ustawy o efektywności energetycznej i niektórych innych ustaw • Rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną[16]; • Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw[17]; • Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw projekt z 30 kwietnia 2021r. opublikowany w dniu 2 czerwca 2021 r. (numer: UC74)[18]. Przedstawiona w Raporcie analiza otoczenia rynkowego ma charakter dynamiczny i uwzględnia wizję przyszłości gospodarki UE przedstawioną w	

11 https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu20150000478
12 https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20190000042
13 https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20180000009
14 https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20180000317
15 https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20160000831/T/D20160831L.pdf
16 https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20200002053
17 https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20210001093/T/D20211093L.pdf
18 https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450/katalog/12792152#12792152

			Europejskim Zielonym Ładzie oraz w dokumentach powiązanych. Łącznie determinują one kształt rynku energetycznego poprzez: • wizję polskiej gospodarki 2050: sieciowej, o obiegu zamkniętym, neutralnej dla środowiska i klimatu, • rynkowy kształt energetyki zgodny ze stanowiskiem polskich przedsiębiorstw przedstawionym przez Radę Przedsiębiorczości w odniesieniu do PEP 2040 oraz Krajowego Planu Odbudowy (KPO), • wizję zasilania polskiej gospodarki niemal w całości z OZE, • pełną integrację cyfrową sieci infrastrukturalnych, • prognozy spadku kosztów technologii cyfrowych i elektronicznych (w tym OZE), • prognozy spadku kosztów technologii wodorowej i jej upowszechnienia, • prognozy spadku kosztów magazynowania elektrochemicznego, • prognozy zmiany technologii produkcji wynikającej z reguł GOZ, a w szczególności ze zmiany struktury kosztów, • proces przestawiania przemysłu na technologie IIoT (czyli rozwój przemysłu 4.0), • dalszy dynamiczny rozwój sieci transmisji danych klasy przemysłowych (6G i 7G). Raport zawiera listę postulatów dotyczących zmiany otoczenia prawnego funkcjonowania energetyki, w tym ustawy o odnawialnych źródłach energii. Zawiera też wyczerpujący opis uwarunkowań transformacji energetyki oraz koncepcję urynkowienia i transformacji technologicznej energetyki. Opracowane na tej podstawie	

			rekomendacje zakładają dynamiczną zmianę funkcjonowania polskiego rynku energetycznego oraz proponują system taryf dynamicznych służący realizacji wizji gospodarki Polski w UE roku 2050. Celem Raportu było opracowanie m. in. zmian w ustawie o odnawialnych źródłach energii, w ustawie Prawo energetyczne oraz w wielu innych ustaw. W krajach wysokorozwiniętych trwa obecne modernizacja sieci elektroenergetycznych, w celu przejścia na OZE i SMR-y. Celem tej modernizacji jest większe bezpieczeństwo, stabilność i niższe koszty energii elektrycznej niż w obecnych sieciach zasilanych z wielkich elektrowni zasilanych z paliw kopalnych. Obszerny opis uwarunkowań technicznych, ekonomicznych i politycznych związanych z transformację energetyczną i technologiczną zawarto w naukowo-technicznej literaturze przedmiotu. Przedstawiona do konsultacji projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw nie uwzględnia większości zawartych w Raporcie wniosków i rekomendacji. Dlatego też chcemy poinformować, że hamownie procesów transformacji energetyki powoduje wzrost kosztów energii, spadek bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz pogorszenie warunków prowadzenia działalności gospodarczej w Polsce. **Przedłożony projekt ustawy** o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw **jest sprzeczny z duchem i literą Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944**. Projekt zawiera wielu zapisów hamujących proces transformacji energetycznej, która służy likwidacji	

			ubóstwa energetycznego poprzez obniżenie kosztów produkcji i obrotu energią. Zapisy dotyczące bilansowania oraz otoczenia prawnego, w jakim będą mogły działać obywatelskie społeczności energetyczne (OSE), mają charakter zapisów martwych. Brak jest wsparcia dla przedsiębiorczości Polski gminnej i powiatowej, m.in. poprzez zamknięcie dla prosumentów, MŚP i instytucji lokalnych możliwości uwłaszczenia się na sieciach niskich i średnich napięć. Główną cechą opiniowanej tu ustawy jest dalsze ograniczanie możliwości inwestycji drobnego kapitału prywatnego w energetykę rozsianą. To projekt hamujący tempo uniezależniania Polski do importu paliw. Jest przejawem dominacji interesów wielkich podmiotów będących beneficjentami gospodarki linearnej opartej na paliwach kopalnych, nad interesami obywateli i przedsiębiorstw lokalnych. Energetyka OZE może i powinna rozwijać się w oparciu o konkurencję, a zatem o stosowne ramy prawne kreujące otoczenie rynkowe. System cen dynamicznych musi być oparty na danych z liczników energii działających w czasie rzeczywistym - adresowany w równym stopniu do konsumentów i producentów energii i usług energetycznych. Tylko w takim rozwiązaniu lokalne instalacje automatyki sieciowej pozwolą na racjonalne podejmowanie decyzji zakupowych i inwestycyjnych. Dane i informacje z systemu opomiarowania działającego w czasie rzeczywistym powinny być podstawą do podejmowania decyzji inwestycyjnych w: strukturę, wielkość i cechy OZE, w sieci, magazyny, elektrolizery, stacje ładowania i automatykę sieciową. Obfitość dostawców energii z	

			OZE o odpowiedniej strukturze terytorialnej i technologicznej można zapewnić tylko poprzez otoczenie prawne generujące obfitość podmiotów lokalnych konkurujących ze sobą kosztami produkcji energii i usługami zapewniającymi ciągłość ich dostaw. Obecny projekt stanowi hamulec dla rynkowego kierunku rozwoju energetyki OZE, opartej na lokalnych zasobach firm i obywateli.	
135.	Uwaga ogólna	Polska Platforma LNG i bioLNG	Do rozdziału 2 ustawy OZE Uproszczone zasady ustanowione dla małych instalacji powinny być zaaplikowane do wszystkich instalacji wytwarzających biometan. Szczególne teraz istotne jest jak największe ułatwianie działań zwiększających krajową produkcję biometanu jako alternatywę dla dostaw gazu z Rosji.	**Uwaga nieprzyjęta** Brak uwzględnienia z uwagi na ogólny charakter postulatu. Jakkolwiek w ramach UC99 prowadzone są działania mające na celu uproszczenie procedur, to będą one uwzględniać specyfikę instalacji, w tym jej wielkość. Dlatego nie jest możliwe przeniesienie wszystkich uproszczeń adresowanych do małych instalacji – wprost do sektora biometanu.
136.	Uwaga ogólna	Osoba fizyczna 6	Szanowni Państwo, w ramach konsultacji projektu ustawy o numerze UC99 wnoszę o pilną zmianę przepisów, które utrudniają budowę w Polsce nowych farm wiatrowych, czyli tzw. reguły 10H. Pilny rozwój energetyki rozproszonej, w tym OZE to: - najlepszy sposób na uniezależnienie Polski od importu paliw kopalnych z Rosji, - ograniczenie emisji CO2 (czyli wpływu na klimat) i poprawa jakości powietrza, - bezpieczeństwo energetyczne Polski (w przeciwieństwie do, jak widać w Ukrainie, wielkich bloków, w tym jądrowych, które mogą stać się celem ataku).	**Uwaga nieprzyjęta** W zakresie energetyki wiatrowej na lądzie podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.
137.	Uwaga ogólna	Osoba fizyczna 11	Po przeczytaniu projektu konkluzja moja jest taka, że biogazu w Polsce nie było, nie ma i nie będzie. Jaki wodolejec wymyślił 100 stronicowy	**Uwaga wyjaśniona**

			dokument?. To porażka. Sama ilość stron świadczy o jakości dokumentu. Pracujący nad dokumentem nie czują zagadnienia. Jak chcecie produkować biometan nie mając biogazowni? Na 2 - 3 stronach należy przedstawić prosto warunki dla inwestorów, którzy chcą produkować energię. Ich sprawą jest jak to zrobią, czym, kim byle zgodnie z prawem. Im się to musi opłacić. Państwo ma stworzyć im warunki produkcji biogazu. Oni resztę zrobią. Przypominam, że wiatraki pracują wtedy, kiedy wieje wiatr a biogazownie ciągle, są doskonałym magazynem energii. Mogą pracować w godzinach szczytu. W Niemczech w 2020 roku wyprodukowano około 567,4 TWh prądu elektrycznego z czego 254,7 TWh prądu ze źródeł odnawialnych. Niemcy mają około 11000 biogazowni Polska około 304 W Polsce w 2020 roku wyprodukowano 152,2 TWh prądu elektrycznego - głównie z węgla. Potencjał w biogazie w Polsce wynosi przynajmniej około 31 TWh w prądzie a drugie tyle w cieple. Biogazownicy mogą więc wyprodukować około 20% energii elektrycznej bez uszczerbku dla produkcji żywności. W Niemczech około 6 - 8 mln. rodzin jest ogrzewanych ciepłem biogazu. Należałoby wrócić do lansowanej przez mnie od wielu lat potrzeby budowy kilkunastu tysięcy biogazowni rolniczych w Polsce. Są warunki podobne do istniejących w Niemczech może lepsze. Im się opłaca a nam nie. To zróbcie, żeby nam też się opłacało. W Chinach też maja 30 milionów biogazowni i im się opłaca o naszych sąsiadach nie wspomnę.	Uwaga ma charakter opinii, nie zawiera postulatów legislacyjnych odnoszących się do ocenianego projektu. Projekt, poprzez regulacje w zakresie wytwarzania biometanu wspierać będzie także rozwój biogazowni.

138.	Uwaga ogólna	Baltic Power	Propozycja nowych przepisów, mających na celu poprawę ekonomiki morskich farm wiatrowych – zmiana jednostki ceny maksymalnej **Proponowane brzmienie przepisu:** W ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 234, 784, 1093 i 1642) wprowadza się następujące zmiany: art. 16 ust. 2 pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) cenę maksymalną w euro, o której mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 25 ust. 2;”; art. 18 ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Po otrzymaniu informacji, o której mowa w art. 39 ust. 1, Prezes URE zmienia decyzję, o której mowa w art. 16 ust. 1, i ustala cenę w złotych będącą podstawą do pokrycia ujemnego salda w okresie, o którym mowa w art. 6, z uwzględnieniem art. 7. ” ; w art. 25: 1) w ust. 2 wyrazy „w złotych” zastępuje się wyrazami „w euro”, 2) po ust. 2 dodaje się ust. 3 w brzmieniu: 3) „3. Przeliczenie wartości euro wskazanej w rozporządzeniu, o którym mowa w ust. 2 jest dokonywane na złote według kursu średniego walut obcych ogłoszonego przez Narodowy Bank Polski, w miesiącu poprzedzającym miesiąc: 1) wydania przez Prezesa URE decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 w przypadku braku wydania przez Prezesa URE decyzji zmieniającej, o której mowa w art. 20 ust. 5, albo	**Uwaga bezprzedmiotowa** Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.

			2) wydania przez Prezesa URE decyzji zmieniającej, o której mowa w art. 20 ust. 5.” Dodatkowo, w ustawie zmieniającej proponuje się wprowadzenie artykułów: 1. „Art. X. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 25 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 25 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jednak nie dłużej niż przez 5 miesięcy.” 2. „Art. X. Minister właściwy do spraw energii w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy dostosuje treść rozporządzenia wydanego na podstawie art. 25 ust. 2 ustawy, o której mowa w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym do zmienionej treści art. 25 ust. 2 ustawy, o której mowa w art. 1, poprzez przeliczenie wartości w złotych wskazanej w dotychczasowej treści rozporządzenia na euro według kursu średniego walut obcych ogłoszonego przez Narodowy Bank Polski w dniu […].” 3. „Art. X. Decyzje, wydane na podstawie art. 16 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 przed wejściem w życie niniejszej ustawy, pozostają w mocy.” **Uzasadnienie:** Założenia przyjęte do kalkulacji ceny maksymalnej odbiegają znacząco od obecnych realiów ekonomicznych. Wpływa na to wiele czynników, w tym niekorzystne wahania kursowe, podniesienie stóp procentowych, wysoka inflacja. Różnica na osi czasu pomiędzy określeniem ceny maksymalnej (IQ	

			2021 r.), a podpisaniem głównych umów i rozpoczęciem budowy (ok. 2025 r.) stała się zbyt dużym ryzykiem. Elementy te wpływają na koszt finansowania bankowego oraz oczekiwań inwestorów względem stopy zwrotu z projektu (IRR). W naszej opinii, zmiana jednostki ceny maksymalnej zmityguje te ryzyka. Ustalona cena maksymalna na poziomie 319,6 zł/MWh odpowiada zgodnie z uzasadnieniem do rozporządzenia cenie 71,82 EUR/MWh. Zaproponowana zmiana polega na zmianie jednostki na EUR, a następnie powtórne jej przeliczenie na PLN w późniejszym terminie. **Propozycja nie otwiera na nowo dyskusji o wartości ceny maksymalnej.** Jej celem jest przesunięcie w czasie momentu jej przeliczenia z EUR na PLN z IQ 2021 r. na możliwie najbliższy moment ponoszenia głównych nakładów inwestycyjnych.	
139.	Uwaga ogólna	Client Earth	**Uwagi ogólne** Przedłożony do konsultacji Projekt Ministerstwa Klimatu i Środowiska (nr UC99) stanowi transpozycję do prawa krajowego części dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dalej: ”Dyrektywa RED II”)[19]. Projektowane przepisy mają na celu zwiększenie udziału OZE w krajowym zużyciu energii brutto, a także szeroko pojęty rozwój sektora energii odnawialnej. Projekt zawiera propozycje regulacyjne dotyczące m.in. rozwoju rynku biometanu (tj. odnawialnego substytutu gazu	**Uwagi nieprzyjęte** W obszarze repoweringu instalacji wiatrowych zakłada się, że będą one podlegały pełnej modernizacji przez co będą traktowane jako instalacje nowe. Projektodawca nie zakłada więc uwzględnienia instalacji wiatrowych w zakresie systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum

[19] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.POL

			ziemnego), funkcjonowania klastrów energii, zmian w systemach wsparcia OZE, a także szereg przepisów uzupełniających dotyczących morskiej energetyki wiatrowej. W opinii ClientEarth, zaproponowane zmiany są dobrze przygotowane, stanowią krok we właściwym kierunku i co do zasady należy ocenić je pozytywnie. Niemniej, projektowane regulacje nie rozwiązują problemu rosnących cen energii, jak również nie stanowią odpowiedzi wobec konieczności szybkiego uniezależnienia się od importu surowców energetycznych z Federacji Rosyjskiej. Ponadto, przedłożony do konsultacji projekt trudno uznać za spójny z polityką klimatyczno-energetyczną na poziomie UE. Zapewnia on jedynie częściową transpozycję Dyrektywy RED II, dla której termin wdrożenia upłynął 31 czerwca 2021 r. Fundacja zwraca również uwagę na trwający proces rewizji Dyrektywy RED II, który z bardzo wysokim prawdopodobieństwem podniesie cel dotyczący wykorzystania energii z OZE na poziomie UE, co znacząco wpłynie na zobowiązania państw członkowskich, w tym Polski w tym zakresie. W opinii ClientEarth dalej idące zmiany są jednak konieczne przede wszystkim z powodu bezpośredniego interesu Polski. **Kontekst bezpieczeństwa energetycznego** Projekt nowelizacji powinien uwzględnić zmiany w polityce energetycznej wywołane rosyjską agresją wymierzoną w Ukrainę. Tragiczne wydarzenia ostatnich tygodni jeszcze mocniej utwierdzają w przekonaniu, że konieczne jest pilne zaprzestanie importu węgla, gazu i ropy z Federacji Rosyjskiej, zmiana polityki w zakresie planowanych dużych instalacji gazowych oraz budowa własnych,	Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. W przypadku kwestii wprowadzenia ułatwień w przyłączaniu instalacji OZE do sieci oraz kwestii linii bezpośredniej uwagi te również wychodzą poza zakres projektu . Niemniej należy podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.

			niezależnych od zawirowań geopolitycznych źródeł OZE. W ostatnich latach to właśnie energetyka odnawialna okazała się być najbardziej odporna na pandemię Covid-19 i wywołany nią kryzys gospodarczy. Trzeba jak najszybciej podjąć zdecydowane decyzje polityczne na rzecz odejścia od paliw kopalnych, w pierwszej kolejności w elektroenergetyce. Najpilniejszym i pierwszym krokiem powinno być odblokowanie lądowej energetyki wiatrowej oraz zwiększenie inwestycji w modernizację i rozwój sieci elektroenergetycznych, które umożliwią dynamiczny przyrost rozproszonych źródeł OZE. W opinii Fundacji w celu wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego należy niezwłocznie podjąć szereg działań, które nie zostały uwzględnione w przedłożonym do konsultacji Projekcie nr UC99. Szczegółowy katalog tych działań został przedstawiony poniżej. Odblokowanie lądowej energetyki wiatrowej Lądowe instalacje wiatrowe stanowią najtańszą technologię pozyskiwania czystej energii elektrycznej, a szacowany potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce to nawet 40 GW[20]. Dynamiczny rozwój sektora lądowej energetyki wiatrowej w Polsce dostrzegalny był do 2016 r., tj. do momentu wejścia w życie tzw. „zasady 10h", wprowadzonej ustawą z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych[21]. W kolejnych latach tempo przyrostu nowych mocy spadło kilkudziesięciokrotnie, obrazując realną blokadę inwestycyjną nowych projektów opartych na nowoczesnych turbinach. Załamanie tempa	

[20] https://ember-climate.org/insights/research/change-is-in-the-wind/
[21] Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (t.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 724).

			rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce nie znajduje żadnego racjonalnego uzasadnienia. W opinii ClientEarth, Projekt nowelizacji UC99 powinien zostać uzupełniony o propozycje zmian przepisów zawartych w projekcie ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (nr UD207[22]), opublikowanym przez Ministerstwo Rozwoju, Pracy i Technologii (MRPiT) i przedstawionym do konsultacji publicznych jeszcze w maju 2021 r. Zabieg ten umożliwi szybkie wdrożenie przepisów istotnie liberalizujących „zasadę 10h" i w konsekwencji, powstanie wielu nowych, nowoczesnych mocy w lądowej energetyce wiatrowej. W Ocenie Skutków Regulacji do projektu nowelizacji UD207, projektodawca szacuje, że w wyniku proponowanych zmian legislacyjnych możliwe będzie wybudowanie od 6 GW (scenariusz konserwatywny) do 10 GW (scenariusz rozwojowy) nowych mocy zainstalowanych w lądowej energetyce wiatrowej. Jednocześnie, ClientEarth zwraca uwagę na potrzebę wprowadzenia dalej idących zmian w tym zakresie. Decyzja o zachowaniu lub wprowadzeniu wymogu minimalnej odległości pomiędzy turbinami wiatrowymi a zabudowaniami oraz jej wymiarze powinna zostać pozostawiona do decyzji właściwym organom na poziomie jednostek samorządu terytorialnego. Stosowanie tzw. „zasady 10 h" dla ograniczenia potencjalnych lokalizacji elektrowni wiatrowych powinno stanowić wyjątek, a nie zasadę. Wyjątek ten powinien być wprowadzany do miejscowych planów zagospodarowania	

[22] https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12346353/katalog/12785197#12785197

			przestrzennego wówczas, gdy właściwa jednostka samorządu terytorialnego tak zadecyduje wyłącznie w celu ochrony życia lub zdrowia ludzkiego lub w celu ochrony środowiska. Rezygnacja z „zasady 10h" na rzecz bardziej elastycznych regulacji uchwalanych na poziomie lokalnym dostosowałaby ocenę lokalizacji elektrowni wiatrowej oraz wprowadzenie ograniczeń odległościowych do miejscowych uwarunkowań oraz wyposażyła lokalną społeczność w decydujący głos w procesie decyzyjnym[23]. **Repowering instalacji OZE** Dynamiczny rozwój technologiczny przyczynia się do poprawy parametrów technicznych instalacji OZE, pozytywnie wpływając na ich efektywność, redukcję kosztów inwestycyjnych i operacyjnych, co w konsekwencji przekłada się na opłacalność dokonywania zmian w obrębie istniejących instalacji OZE. Polska cały czas nie transponowała definicji „rozbudowy źródła energii (z ang. „repowering") z art. 2 pkt. 10 dyrektywy RED II. Termin ten odnosi się do rozbudowy źródła energii rozumianej jako modernizacja źródła wytwórczego OZE w tym poprzez pełną (tzw. repowering pełny) lub częściową (tzw. repowering częściowy) wymianę systemów i urządzeń w celu zwiększenia efektywności i/lub mocy instalacji. ClientEarth postuluje zmianę obowiązujących przepisów w celu umożliwienia tzw. „repoweringu częściowego". Jest to działanie polegające na remoncie lub modernizacji istniejącej instalacji OZE oraz wymianie jej elementów składowych na konstrukcję nowszej generacji. Repowering	

[23] Szczegółowe uwagi do projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207) zostały opublikowane na stronie ClientEarth: https://www.clientearth.pl/najnowsze-dzialania/dokumenty/uwagi-do-projektu-ustawy-o-zmianie-ustawy-o-inwestycjach-w-zakresie-elektrowni-wiatrowych-oraz-niektorych-innych-ustaw/

			częściowy skutkuje zwiększeniem mocy zainstalowanej instalacji OZE w granicach dopuszczalnych przez decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach oraz miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego dla danej instalacji. Proponowana zmiana jest szczególnie istotna w przypadku lądowych turbin wiatrowych, dla których nie jest możliwe przeprowadzenie repoweringu całkowitego, z uwagi na obowiązywanie „zasady 10h". Dlatego ClientEarth sygnalizuje pilną potrzebę zniesienia ograniczeń poprzez odblokowania możliwości przeprowadzenia działań skutkujących zwiększeniem mocy zainstalowanej oraz poprawą efektywności instalacji wiatrowej. W przypadku istniejących źródeł wytwórczych OZE, art. 16 dyrektywy RED II zobowiązuje państwa członkowskie do wprowadzenia rozwiązań ułatwiających rozbudowę źródła energii w istniejących elektrowniach wykorzystujących energię odnawialną. Dyrektywa nakłada tutaj obowiązek zapewnienia uproszczonej i szybkiej procedury wydawania zezwoleń. Wprowadzona konsultowanym projektem transpozycja dyrektywy powinna zostać uzupełnienia o ten aspekt, zwłaszcza że termin transpozycji ww. wymogów upłynął w połowie ubiegłego roku. **Dostosowanie systemu elektroenergetycznego do wysokiego udziału OZE** Przyspieszenie transformacji energetycznej wymusza konieczność pilnego dostosowania systemu elektroenergetycznego do zwiększonego udziału OZE. Obecne, przestarzałe sieci dystrybucyjne utrudniają i znacząco wydłużają proces przyłączania nowych źródeł wytwórczych	

			OZE. W latach 2019- 2020 URE otrzymał 1209 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 5667,739 MW. W zdecydowanej większości przypadków decyzja odmowna uzasadniona była brakiem warunków technicznych przyłączenia instalacji[24]. Nieprzejrzyste informacje o warunkach technicznych sieci skutecznie uniemożliwia weryfikację zasadności odmownej decyzji OSD. W opinii ClientEarth, ograniczenie dostępu do informacji w zakresie technicznej możliwości przyłączenia nowego źródła wytwórczego OZE w danej lokalizacji negatywnie oddziałuje na rozwój energetyki rozproszonej w Polsce oraz zainteresowanie ze strony inwestorów. Obecnie funkcjonujące regulacje powodują, że to inwestor planujący budowę źródła wytwórczego OZE ponosi ryzyko związane z możliwością odmowy przyłączenia do sieci. ClientEarth zwraca uwagę na publicznoprawny obowiązek operatora sieci do przyłączania zainteresowanych podmiotów oraz wskazuje na pilną potrzebę złagodzenia przepisów w tym zakresie. Praktyka OSD działających w innych w innych państwach, np. Wielkiej Brytanii, wskazuje, że udostępnianie potencjalnym inwestorom informacji o stanie obciążenia sieci nie powoduje zagrożenia dla bezpieczeństwa energetycznego, a ułatwia podejmowanie decyzji biznesowych przez inwestorów zainteresowanych rozwojem projektów OZE.	

[24] Zob. raport Prezesa URE: Warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych oraz realizacja przez operatorów systemu elektroenergetycznego i gazowego planów rozwoju uwzględniających zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną i paliwa gazowe, https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/raport-z-dzialalnosci/3989,Raport-z-dzialalnosci-gospodarczej-oraz-z-realizacji-planow-rozwoju-przez-ose.html

			Mając na uwadze cel Dyrektywy RED II, należy jak najszybciej przyjąć regulacje zmierzające do uelastycznienia systemu elektroenergetycznego m.in. umożliwienie stosowania linii bezpośrednich oraz dzielenia się mocą kabla przez różne źródła wytwórcze OZE (z ang. cable-pooling) – zob. szerzej poniżej. ClientEarth zwraca też uwagę na konieczność pilnego odblokowania środków przeznaczonych na modernizację sieci elektroenergetycznych w ramach Krajowego Planu Odbudowy (KPO)[25] i przyjęcia planowanego Funduszu Transformacji Energetyki[26]. **Uwagi szczegółowe do projektu nr UC99** **Uproszczenie procedur administracyjnych dla inwestycji w OZE** Pewność regulacyjna, przewidywalność rozstrzygnięć oraz długość trwania postępowań administracyjnych mają kluczowe znaczenie dla zainteresowania inwestycjami w OZE i skuteczności procesu inwestycyjnego. Dlatego ClientEarth pozytywnie ocenia zamiany zaproponowane w celu transpozycji art. 15 dyrektywy RED II, który zobowiązuje państwa członkowskie do podjęcia kroków niezbędnych do usprawnienia i przyspieszenia procedur administracyjnych oraz procedur wydawania właściwych zezwoleń dla planowanych instalacji OZE. Mając na uwadze powyższe oraz analizując propozycje zawarte w konsultowanym Projekcie, Fundacja rekomenduje jednak uzupełnienie projektowanych przepisów o następujące aspekty. **Uproszczenie procesu nabywanie gruntów rolnych oraz zmiany ich przeznaczenia**	**U waga wyjaśniona** w zakresie uproszczenia procesu nabywania gruntów rolnych oraz zmiany ich przeznaczenia Konieczność uzyskania zgody Dyrektora Generalnego KOWR jest znaczącym utrudnieniem, jednak obowiązek ten dotyczy tylko podmiotów niebędących rolnikami indywidualnymi – a więc podmiotów, które nie są preferowane w obrocie gruntami rolnymi. Tego typu zabezpieczenie jest z

[25] W tym zakresie, zob. szerzej: https://www.clientearth.pl/najnowsze-dzialania/dokumenty/analiza-prawna-kryzys-praworzadnosci-oddala-nas-od-zielonego-dobrobytu/
[26] Zob. szerzej: https://www.clientearth.pl/najnowsze-dzialania/dokumenty/uwagi-do-projektu-ustawy-o-fte/

			Ustawa z 11 kwietnia 2003 r. o kształtowaniu ustroju rolnego[27] (dalej: „ukur") wskazuje, że w przypadku nabycia gruntu rolnego o powierzchni powyżej 1 ha przez podmiot, który nie jest rolnikiem indywidualnym, wymagana jest zgoda Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa (KOWR), wyrażona w drodze decyzji administracyjnej. Wyjątek od tej zasady stanowi nabycie nieruchomości rolnej przez powiązanych ze Skarbem Państwa podmiot działający w sektorze paliw i energii[28] lub nabycie gruntu na potrzeby rozwoju morskiej energetyki wiatrowej[29]. Obowiązujące przepisy nie określają, jak powyższe zasady mogą być stosowane w praktyce do inwestycji w źródła wytwórcze OZE. Mając na uwadze cel dyrektyw RED II, zasadne jest uzupełnienie obowiązujących regulacji o możliwość sprzedaży nieruchomości rolnej bez zgody KOWR, na cele związane z rozwojem mocy wytwórczych OZE i magazynów energii. Chcąc zapewnić efektywność powyższych zmian należy jednocześnie rozszerzyć zwolnienie od wymogu prowadzenia gospodarstwa rolnego przez okres 5 lat od dnia nabycia nieruchomości rolnej w przypadku jej zakupu pod budowę instalacji OZE. Obecne brzmienie przepisów ogranicza możliwość wybudowania instalacji wytwórczej OZE, która mogłaby spowodować zmianę przeznaczenia gruntu i jego wyłączenie z produkcji rolnej. Jednocześnie ustawodawca, w drodze wyjątku, zwolnił już wcześniej z obowiązku 5- letniego okresu prowadzenia działalności rolniczej kontrolowane	kolei niezbędne do zapewnienia skuteczności przepisów ukur – w tym niedopuszczenia do obrotu podmiotów nieuprawnionych. Uproszczenie przepisów ukur, nierozerwalnie wiązałoby się więc z „rozszczelnieniem" instytucji uregulowanych w tej ustawie. Jeżeli chodzi o tę część postulatu, która dotyczy ułatwienia zmiany przeznaczenia gruntów, to ukur nie zawiera przepisów regulujących przeznaczenie gruntów, a jedynie wpływa na sposób ich wykorzystywania. Przy czym ten rolniczy sposób wykorzystania w okresie 5 lat od nabycia gruntu jest zgodny z cechami jakie posiada ten grunt i realizuje nadrzędne cele określone w preambule ustawy, m.in. zapewnienie bezpieczeństwa żywnościowego kraju. Co do uzupełnienia obowiązujących regulacji o możliwość sprzedaży nieruchomości rolnej bez zgody KOWR, na cele związane z rozwojem mocy wytwórczych OZE i magazynów energii: Z jednej strony - należy docenić i wspierać rozwój OZE oraz potrzebę dywersyfikacji źródeł dochodów uzyskiwanych przez rolników. Z drugiej zaś strony – jest to przeciwny kierunek, do którego zmierzają zasady uregulowane w ukur. Z punktu widzenia tych przepisów najważniejsze jest rolnicze wykorzystywanie gruntów, a nie wyłączenie ich poprzez np. instalacje fotowoltaiczne. Rozwiązaniem – zamiast zmiany ukur - powinno być raczej takie kształtowanie przez gminy miejscowych planów zagospodarowania, aby grunty rolne o najsłabszych parametrach znajdowały się na terenie o przeznaczeniu nierolniczym. Z kolei obecne wyjątki, m.in. dot. rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, mają – z uwagi na stosunkowo niewielkie potrzeby nieruchomościowe – ograniczone oddziaływanie na gospodarkę rolną kraju. Tymczasem wyłączenie z zasad ukur każdego, kto tylko zadeklarowałby chęć budowy instalacji OZE, mogłoby już mieć znaczący wpływ na powierzchnię upraw rolnych w Polsce.

[27] Dz.U. 2003 Nr 64, poz. 592, t.j. Dz.U. z 2020 r. poz. 1655.
[28] Art. 2a ust. 3 pkt. ca i cb ukur
[29] Art. 2a ust. 3 pkt 13 ukur.

			przez Skarb Państwa podmioty działające w sektorze paliw i energii[30]. W opinii ClientEarth w obecnej sytuacji zasadnym wydaje się rozszerzenie powyższego zwolnienia na wszystkie podmioty wytwarzające energię elektryczną z OZE i dla magazynów energii. **Wyłączenie gruntu z produkcji rolnej** ClientEarth postuluje również uproszczenie procedury zmiany przeznaczenia gruntu rolnego dla nieruchomości o mieszanym zakresie klas bonitacyjnych gruntu, w sposób przyjazny rozwojowi instalacji OZE. Zmiana przeznaczenia gruntu rolnego została uregulowana przepisami ustawy z 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych (dalej: „uogrl"). Obecne brzmienie ustawy uogrl uniemożliwia wydanie decyzji o warunkach zabudowy ze względu na ochronę klasy III gruntu (decyzja konstytutywna). W konsekwencji, nieruchomość o mieszanym zakresie klas bonitacyjnych gruntu, wśród których znajduje się nawet niewielki udział ziemi klasy III, zostaje w całości wyłączona z możliwości budowy źródła wytwórczego OZE. Rozwiązanie formalne, w postaci wydzielenia działki z gruntem klasy III nie zawsze jest możliwe z uwagi na rozproszone rozmieszczenie obszarów gruntu klasy III. Mając na uwadze ogólne cele dyrektywy RED II, ClientEarth wskazuje na konieczność zmiany przepisów w powyższym zakresie. Fundacja rekomenduje przyjęcie rozwiązania, które umożliwia wyłącznie gruntu z produkcji rolnej w sytuacji, gdy udział gruntu klasy III nie przekracza 15 proc. udziału w całkowitej powierzchni działki.	Co do rozszerzenia zwolnienia od wymogu prowadzenia gospodarstwa rolnego przez okres 5 lat od dnia nabycia nieruchomości rolnej w przypadku jej zakupu pod budowę instalacji OZE: Z tych samych przyczyn, o których mowa w stanowisku do poprzedniego postulatu, nie można zaakceptować propozycji zwolnienia podmiotów planujących budowę instalacji OZE, z obowiązku prowadzenia działalności rolniczej. **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie uproszczenia procedur planistycznych Uwaga poza zakresem regulacji. Obecnie trwają prace nad projektem ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw (numer w Wykazie RM – UD369). Projektowana ustawa zakłada kompleksowe uregulowanie zagadnień związanych z szeroko rozumianym gospodarowaniem przestrzenią, w tym z uwzględnieniem powiązań

[30] art. 2b ust. 4 ukur

			Uproszczenie procedur planistycznych Art. 20 ust. 1 ustawy z 23 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (dalej: „upzp") wskazuje, że plan miejscowy uchwala rada gminy po stwierdzeniu, że nie narusza on ustaleń studium. Plan miejscowy nie musi być wierną kopią studium, jednak nie może wprowadzać rozwiązań, które stoją w sprzeczności z ustaleniami wynikającymi ze studium[31]. Lokalizacja instalacji OZE o mocy zainstalowanej większej niż 500 kW wymaga uwzględnienia w studium zagospodarowania przestrzennego gminy. Od powyższego wymogu ustawa przewiduje dwa wyjątki. Pierwszy z nich obejmuje wolnostojące instalacje fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, zlokalizowane na gruntach rolnych klasy V, VI, VIz oraz nieużytkach. Drugi wyjątek stanowią urządzenia inne niż wolnostojące, tj. instalacje wytwórcze zamontowane na budynkach (dachowe). Obecnie zatem, naniesienie inwestycji OZE na dokumenty planistyczne gminy wymaga dokonania zmian w dwóch odrębnych dokumentach w ramach dwóch odrębnych procedur. Wydłuża to znacznie postępowanie. Aktualne przepisy wymagają braku sprzeczności pomiędzy studium i miejscowym planem. Plan miejscowy nie musi stanowić wiernej kopii studium – może rozwijać i uszczegóławiać przyjęte w nim rozwiązania przyjęte w stadium. Jednak wprowadzane rozwiązania nie mogą stać w sprzeczności z ustaleniami wynikającymi ze studium.	planowania przestrzennego, tworzącego ramy dla przyszłych procesów inwestycyjnych. Aby zachować spójność rozwiązań procedowanych w obu aktach, projektodawca nie zdecydował się na wprowadzenie proponowanych zmian.

[31] II OSK 3252/20 - wyrok NSA (N) z dnia 09-06-2021

			W celu przyspieszenia i ułatwienia procesu inwestycyjnego w OZE, ClientEarth postuluje więc umożliwienie dokonywania zmian zarówno w miejscowym planie, jak i w studium zagospodarowania przestrzennego, w ramach jednej czynności prawnej. Dookreślenia będzie również wymagała procedura uszczegóławiania studium na etapie tworzenia planu miejscowego tak, aby zachowana była zgodność w obu dokumentów planistycznych. **Linie bezpośrednie** Przedstawiony do konsultacji projekt wprowadza przepisy doprecyzowujące zawieranie umów sprzedaży energii elektrycznej (ang. Power Purchase Agreement, PPA), co stanowi pozytywną i oczekiwaną zmianę. Jednocześnie projekt całkowicie pomija potrzebę dalszego uregulowania budowy oraz korzystania z tzw. „linii bezpośredniej", pomiędzy wytwórcą i odbiorcą energii elektrycznej – poza istniejącą infrastrukturą sieciową lokalnego OSD. Linia bezpośrednia stanowi podstawę jednego z dwóch głównych typów umów PPA. Zgodnie z obowiązującymi regulacjami, linia bezpośrednia stanowi odstępstwo od ogólnej zasady, a jej budowa jest możliwa wyłącznie w sytuacji, gdy brak jest możliwości przyłączenia się do istniejącej infrastruktury sieciowej. Wybudowanie i użytkowanie linii bezpośredniej jako alternatywy do istniejącej sieci dystrybucyjnej wiąże się z koniecznością uzyskania koncesji oraz spełnieniem wszystkich obowiązków związanych ze statusem operatora systemu dystrybucyjnego. Ponadto, Dyrektywa RED II nakłada na państwa członkowskie obowiązek przeprowadzenia oceny	**Uwagi wyjaśnione** w zakresie umów PPA oraz linii bezpośredniej Projekt UC99 wprowadza nowy typ umowy sprzedaży energii elektrycznej, który nakłada na strony tej umowy obowiązki wynikające, przede wszystkim, z art. 5 ust. 2 pkt 1 uPE określającego minimalną treść umowy. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii stanowi lex specialis w stosunku do umowy z art. 5 ust. 2 pkt 1 i musi uwzględniać wskazane tam elementy umowy Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii jest szczególnym rodzajem umowy sprzedaży. Zatem, wytwórca OZE może pełnić rolę sprzedawcy po spełnieniu wymagań wobec sprzedawców, wynikających z uPE. Wprowadzone przepisy regulują kwestię fizycznej dostawy energii na podstawie umowy PPA z uwagi na wymogi wynikające z konieczności wykorzystania KSE W przypadku kwestii linii bezpośredniej jako remedium na poprawę sytuacji sieciowej uwagi te również wychodzą poza zakres projektu. Niemniej należy podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.

			oraz usunięcia nieuzasadnionych barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów PPA. ClientEarth wskazuje na pilną potrzebę zasadniczej zmiany regulacji umożliwiających budowę linii bezpośredniej w celu zwiększenia ich atrakcyjności. W szczególności, ClientEarth proponuje uchylenie wymogu wykazywania braku możliwości przyłączenia źródła wytwórczego OZE do istniejącej infrastruktury dystrybucyjnej. Ponadto, krajowe regulacje prawne powinny zostać uzupełnione o definicję oraz przepisy dotyczące sposobu funkcjonowania zamkniętych systemów dystrybucyjnych. **Przyłączanie do sieci elektroenergetycznej instalacji OZE** Inwestorzy OZE coraz częściej uzyskują odmowy wydania warunków przyłączenia, ze względu na brak technicznych warunków przyłączenia do sieci. W tym miejscu podkreślenia wymaga fakt, że wytwórcy przed złożeniem wniosku o wydanie warunków przyłączenia nie mają możliwości weryfikacji, czy w miejscu, w którym chcą zrealizować planowaną instalację wytwórczą istnieją wystarczające warunki techniczne sieci, czy też nie. Zasadnym jest więc wprowadzenie rozwiązań zmierzających do ułatwienia procesu przyłączania instalacji OZE do sieci. W związku z powyższym, w konsultowanym projekcie proponuje się zmianę propozycji do art. 7 ustawy – Prawo energetyczne ust. 1d w brzmieniu: *„1d. W przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła*	

			energii z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wskazuje wnioskodawcy maksymalną dostępną moc przyłączeniową w miejscu wskazanym we wniosku oraz lokalizacje alternatywne najbliższe lokalizacji wskazanej przez wnioskodawcę, w których przyłączenie jest możliwe." W opinii ClientEarth, obowiązek wskazania lokalizacji alternatywnej powinien zostać rozszerzony na wszystkie instalacje OZE, które chcą się przyłączyć oraz powinien zostać rozszerzony o analogiczne rozwiązanie, jak w przypadku ogólnodostępnych stacji ładowania tj. obowiązek wskazania maksymalnej dostępnej mocy przyłączeniowej w miejscu wskazanym we wniosku. **Klastry energii** ClientEarth pozytywnie ocenia propozycje regulacji mających na celu doprecyzowanie modelu biznesowego oraz zasad współpracy w ramach klastrów energii, jak również dodanie, po 6 latach, dedykowanego systemu wsparcia dla tego typu inicjatyw. Niemniej jednak, w opinii Fundacji zaproponowane zmiany są niewystraczające i nie odpowiadają aktualnym wyzwaniom sektora energetycznego. Obecne sytuacja polityczna wymaga od polskiego ustawodawcy podjęcia pilnych działań wspierających rozwój modelu energetycznego opartego na rozproszonej generacji ze źródeł odnawialnych. Klastry energii stanowią rozwiązanie mogące wesprzeć, tak dziś pożądaną,	

			decentralizację energetyki. ClientEarth postuluje więc dokonanie w projekcie poniższych zmian: Spójność modelu klastrów energii z celami dyrektywy RED II Regulacje dotyczące modelu biznesowego oraz zasad współpracy w ramach klastrów energii powinny wpisywać się w cel dyrektywy RED II. Dlatego Fundacja proponuje zawężenie przedmiotu działalności klastrów energii do wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem wytworzonym z odnawialnych źródeł energii. W obecnej sytuacji geopolitycznej oparcie funkcjonowania klastrów energii na spalaniu paliw kopalnych wydaje się być wątpliwe pod względem bezpieczeństwa energetycznego. Ponadto, celem funkcjonowania klastrów energii powinno być jednoczesne zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych oraz środowiskowych, a także zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego. Dlatego Fundacja proponuje modyfikację treści projektowanej definicji legalnej klastra energii w sposób, który zapewni łączne spełnienie wszystkich celów wskazanych w projektowanym przepisie.	**Uwaga nieprzyjęta** w zakresie działalności klastrów energii Projektodawca wyjaśnia, że klaster energii nie jest wdrożeniem dyrektywy RED II. Ponadto, na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą produkowały energii odnawialnej. Zgłoszony postulat o zmianę w zaproponowanym systemie wsparcia klastrów energii tak, aby przyjęte rozwiązania promowały jedynie wytwarzanie energii z OZE jest niezasadny. Proponowany system wsparcia klastrów energii odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Mechanizm wsparcia będzie funkcjonował w dwóch etapach. Pierwszy okres będzie trwać do 31 grudnia 2026 r. Wymagane będzie, aby co najmniej 30 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii przez strony porozumienia klastra energii pochodziło z OZE, a łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze energii nie przekraczała 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwiała pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania stron porozumienia klastra energii. Ponadto, łączna moc magazynów energii członków klastra energii wynosić będzie co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. W drugim etapie wymagania zostaną zwiększone. Od 1 stycznia 2027 r. wsparcie będzie przysługiwać wobec tych klastrów energii, które wykażą, że co najmniej 50 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii pochodzi z OZE, zaś łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze nie przekracza 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwia pokrycie w ciągu roku w każdej godzinie nie mniej niż 50% łącznych dostaw do stron porozumienia klastra energii w zakresie energii elektrycznej. Ponadto, konieczne będzie posiadanie zdolności magazynowania energii na poziomie 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. łączna moc magazynów energii członków klastra

				energii wynosić będzie co najmniej 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. Zaproponowany mechanizm wsparcia klastrów energii promuje klastry, które produkują i zużywają na własne potrzeby energię odnawialną. Uwaga dotycząca obszaru działania klastra energii, który powinien zostać ograniczony do tego samego OSD zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami danego klastra jest niezasadna. Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra. Uwaga w odniesieniu do regulacji dotyczących klastrów energii, transponujących dyrektywę 2019/944 oraz dyrektywę RED II w zakresie klastrów energii, społeczności energetycznych oraz prosumeryzmu zbiorowego, że powinny wykazywać się one możliwie daleko idącą spójnością, jak również powinny być traktowane w sposób priorytetowy oraz objęte skutecznymi mechanizmami wsparcia nie została uwzględniona, gdyż klaster energii działa w formie porozumienia, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami i nie ma osobowości prawnej, co odróżnia go od obywatelskich społeczności energetycznych, do których odnoszą się: art. 22 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa RED II) i regulacje zawarte w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE. Społeczności energetyczne będą wdrażane w odrębnym projekcie legislacyjnym (nr UC 74)

			Uwzględnienie społeczności energetycznych i prosumentów zbiorowych Przedstawiony do konsultacji projekt ogranicza się wyłącznie do propozycji regulacyjnych, dotyczących klastrów energii, co w opinii ClientEarth niewystarczająco odpowiada aktualnym potrzebom szybkiego odejścia od spalania paliw kopalnych na rzecz energii z OZE. Fundacja postuluje więc uzupełnienie projektu o propozycje regulacji transponujących dyrektywę 2019/944[32] w zakresie dotyczącym obywatelskich społeczności energetycznych, które zostały przedstawione w w projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii (nr UC74)[33], opublikowanym przez MKiŚ w czerwcu 2021 r. Ponadto, konsultowany projekt powinien zostać uzupełniony o propozycję przepisów transponujących dyrektywę RED II w zakresie społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej. Regulacje dotyczące klastrów energii, transponujące dyrektywę 2019/944 oraz dyrektywę RED II w zakresie klastrów energii, społeczności energetycznych oraz prosumeryzmu zbiorowego powinny wykazywać się możliwie daleko idącą spójnością, jak również powinny być traktowane w sposób priorytetowy oraz objęte skutecznymi mechanizmami wsparcia. **Lokalny charakter klastrów energii** Projekt nadmiernie reguluje lokalny charakter klastrów energii, wprowadzając m.in. wymóg udziału jednostki samorządu terytorialnego oraz ograniczając funkcjonowanie klastra do terytorium	**Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie udziału jednostki samorządu terytorialnego w klastrze energii Dodany zostanie przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu klastra także kapitałowej spółki samorządowej albo spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji. **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie społeczności energetycznych i prosumentów zbiorowych Społeczności energetyczne będą wdrożone odrębnym projektem legislacyjnym (UC 74) a prosumenci zbiorowi od 1 kwietnia 2022 r. mają obowiązujące regulacje prawne dedykowane ich działalności. Klastry energii nie są wdrożeniem dyrektywy RED II. Jest to zupełnie inna forma działania (jako porozumienie odrębnych podmiotów) niż społeczność albo prosument zbiorowy.

[32] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE
[33] https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450/katalog/12792158

			powiatu lub 5 sąsiadujących gmin oraz jednego operatora systemu dystrybucyjnego. Fundacja proponuje zwiększenie elastyczności projektowanych przepisów dotyczących udziału jednostki samorządu terytorialnego w klastrze energii. Wymóg w postaci obligatoryjnego udziału jednostki samorządu terytorialnego powinien zostać zastąpiony możliwością jej fakultatywnego udziału w klastrze energii. Projektowane przepisy powinny rozszerzyć katalog stron mogących współtworzyć klaster energii o możliwość uczestnictwa jednostek samorządu terytorialnego. Podobnie, w odniesieniu do obszaru geograficznego funkcjonowania klastrów energii, ClientEarth rekomenduje złagodzenie proponowanych wymogów. Obszar działania klastra energii powinien zostać ograniczony do tego samego OSD zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami danego klastra. Podobne rozwiązanie funkcjonuje już obecnie w stosunku do spółdzielni energetycznych. Zaproponowana zmiana umożliwi bardziej elastyczne podejście do tworzenia klastrów energii, pozostawiając jednocześnie ich lokalny charakter. System wsparcia klastrów energii Dążąc do zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego oraz niezależności od importu surowców energetycznych, ustawodawca powinien dążyć do przyjęcia przepisów, których nadrzędnym celem jest wspieranie produkcji energii ze źródeł odnawialnych oraz zwiększanie jej wykorzystania. Regulacjom prawnym powinny towarzyszyć mechanizmy wsparcia skutecznie zachęcające do rozwoju OZE. Mając na uwadze powyższe, Fundacja postuluje o zmianę w zaproponowanym	

			systemie wsparcia klastrów energii tak, aby przyjęte rozwiązania promowały jedynie wytwarzanie energii z OZE. Dlatego projektowany system wsparcia powinien zostać ograniczony wyłącznie do instalacji wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych. **Pozostałe uwagi** ClientEarth zwraca uwagę na bardzo długie vacatio legis proponowanych zmian. Ustawa, w zasadniczej części, miałaby zacząć obowiązywać dopiero w styczniu 2023 r. Postulujemy przyspieszenie prac nad konsultowanym projektem i przesunięcie terminu wejścia w życie ustawy na 1 lipca 2022 r. W opinii ClientEarth jest to wykonalne, ponieważ projekt nie zawiera szczególnie kontrowersyjnych zapisów. Fundacja zwraca też uwagę, że część informacji w uzasadnieniu i OSR, w toku wcześniejszych prac uległa dezaktualizacji. Tytułem przykładu, projektodawca powołuje się na tzw. Wytyczne Komisji Europejskiej EEAG, podczas gdy od 1 stycznia br. zostały one zastąpione przez nowe Wytyczne CEEAG[34], które w większym stopniu uwzględniają rolę ochrony klimatu w pomocy publicznej dla energetyki.	
140.	Uwaga ogólna	Polska Platforma LNG i bioLNG	**Propozycja zmiany zapisu:** instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu, w szczególności określenie rodzaju i rocznej wydajności instalacji odnawialnego źródła energii, w której wytwarzany będzie biogaz na potrzeby	**Uwaga przyjęta** W przepisach UC99 gdzie jest mowa o rozliczeniu produkcji biometanu – wartość mierzona będzie w MWh.

[34] Zob. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03)&from=EN

			wytwarzania biometanu lub wytwarzany będzie biometan z biogazu, mierzonej **w MWh** na rok **Uzasadnienie**: Rozliczenie produkcji biogazu, biogazu rolniczego i biometanu powinno odbywać się na zasadzie rozliczania energii a nie objętości daje to wspólny mianownik rozliczeń i upraszcza porównanie z innymi nośnikami energii.	
141.	Uwaga ogólna	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej	W pierwszej kolejności należy zaznaczyć, że w niniejszym dokumencie odnosimy się wyłącznie do tematyki energetyki słonecznej, która w uzasadnieniu do projektu ustawy poruszona została głównie w rozdziale 3.1 (Procedury administracyjne (art. 15-16 RED II) oraz w rozdziale 6. (Hybrydowe instalacje OZE). Na wstępie warto też zaznaczyć, że zasadniczym celem projektu ustawy transpozycja dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328, z 21.12.2018 r.) (dalej „RED II"). Zgodnie z art. 16 ust. 4 RED II łączny czas trwania procedur związanych z wydawaniem zezwoleń właściwych organów dla instalacji o mocy zainstalowanej 150 kW i wyższej nie może przekroczyć dwóch lat, a okres ten ze względu na wystąpienie nadzwyczajnych okoliczności można przedłużyć o jeden rok. Podobnie w przypadku rozbudowy źródła energii, dyrektywa obliguje do zapewnienia uproszczonej i szybkiej procedury wydawania zezwoleń, odpowiednio wynoszącej rok – z możliwością przedłużenia o kolejny rok. Jednocześnie w ocenie skutków regulacji wskazano, że status procedur jest administracyjnych jest różny, także w rozumieniu przepisów dyrektywy RED II. W szczególności, dotyczy to przepisów z obszaru	**Uwagi nieprzyjęte** W przypadku kwestii wprowadzenia ułatwień w przyłączaniu instalacji OZE do sieci uwagi te wychodzą poza zakres projektu. Niemniej należy podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej. Poruszone kwestie dotyczą Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, zmienianej projektem ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia klimatycznego wymiaru polityki miejskiej (numer w Wykazie RM - UD246). Projektowana ustawa zakłada realizację kluczowych elementów polityki przestrzennej. Ponadto zauważyć należy, że zgodnie z art. 16 ust. 6 Dyrektywy RED II państwa członkowskie ułatwiają rozbudowę źródła energii w istniejących elektrowniach wykorzystujących energię odnawialną, jednak procedura wydawania zezwoleń może być wydłużona w przypadku potencjalnego uszczerbku dla obowiązków wypływających z mającego zastosowanie prawa Unii w dziedzinie środowiska oraz dla odwołań sądowych, środków zaskarżenia i innych postępowań przed sądem lub trybunałem oraz alternatywnych mechanizmów rozstrzygania sporów, w tym postępowań

			ochrony środowiska, których długość trwania w art. 16 ust. 7 wyłączona jest spod wymogów RED II. Podobnie odmienny status należy nadać szeroko pojętej procedurze planistycznej, która obejmuje tereny całych gmin, na których obowiązuje, wszystkich jej rodzajów aktywności oraz różnych rodzajów stref, nie tylko związanych z wytwarzaniem energii ze źródeł odnawialnych. Procedura przyjmowania dokumentów planistycznych jest zatem rodzajem procesu politycznego wymagającego konsensusu społecznego, nie jest więc indywidualną procedurą administracyjną sensu stricte. W tym miejscu warto wskazać na pięć zasadniczych etapów rozwoju projektu od fazy *greenfield* do skutecznego wzięcia udziału w aukcji OZE: − procedura środowiskowa zakończona wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia, − procedura planistyczna, zakończona bądź uchwaleniem miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (tzw. pełny proces planistyczny) bądź wydaniem decyzji o warunkach zabudowy, − uzyskanie od operatora systemu dystrybucyjnego (dalej: „OSD") warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej i zawarcie umowy przyłączeniowej, − uzyskanie pozwolenia na budowę, − uzyskanie prekwalifikacji do wzięcia udziału w organizowanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki aukcji OZE. Pierwszorzędne znaczenia dla możliwości rozwoju projektów OZE mają trzy pierwsze etapy, tj. środowiskowy, planistyczny oraz energetyczne.	skargowych, pozasądowych odwołań i środków zaskarżenia. Zgodnie z ust. 7 terminy te mogą być przedłużone na okres trwania takich procedur.

			Niosą one ze sobą ponad 95% ryzyka inwestycyjnego i mieszczą się w nich niemal wszystkie istotne bariery rozwoju OZE w Polsce. Dwa pozostałe etapy rozwoju projektu – uzyskanie pozwolenia na budowę oraz uzyskanie prekwalifikacji do wzięcia udziału w aukcji – niosą wyłącznie nieznaczne ryzyka, które w praktyce występują rzadko. Tym bardziej negatywnie należy ocenić, że w projekcie ustawy całkowicie pominięto kwestie związane z uproszczeniem procedury środowiskowej, uproszczeniem procedury planistycznej oraz uproszczeniem wydawania przez OSD warunków przyłączenia. Dodatkowo część z zaproponowanych zmian wręcz nakłada na inwestorów bądź wytwórców dodatkowe obowiązki.	
142.	Uwaga ogólna	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej	1. Zwiększenie progu mocy zainstalowanej z 50 kW do 150 kW jako progu, od którego wymagane jest pozwolenia na budowę, tj. zmiana w art. 29 w ust. 4 w pkt 3 w lit. c ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane. Zmiana korzystna, ale biorąc pod uwagę charakterystyką projektów fotowoltaicznych w Polsce, w której dominują projekty o mocy 1 MW i większej nie znajdzie szerokiego zastosowania.	**Uwaga wyjaśniona** Zwiększenie progu mocy zainstalowanej z 50 kW do 150 kW jako progu, od którego wymagane jest pozwolenia na budowę jest podyktowane wymaganiami dyrektywy RED II. Jednocześnie mając na uwadze projekty o mocy do 1 MW, w ocenie Ministerstwa Klimatu i Środowiska, są to już jednostki duże, które nie powinny być zwalniane z przedmiotowych wymagań. Proponowana w projekcie zmiana przyczyni się natomiast do rozwoju instalacji OZE o mocy do 150 kW, wykorzystywanych przede wszystkim przez przedsiębiorców.
143.	Uwaga ogólna	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej	Możliwość zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z OZE bezpośrednio pomiędzy wytwórcą a odbiorcą – Umowa PPA, tj. dodanie ust. 2c do art. 5 ustawy Prawo energetyczne. Zgodnie z treścią projektowanego przepisu, umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii może zostać zawarta bezpo-	**Uwaga przyjęta** Pokrywa się z treścią projektu UC99.

			średnio pomiędzy wytwórcą a odbiorcą, a wykonanie tej umowy (tzw. umowy PPA) możliwe jest bądź na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, w przypadku gdy strony tej umowy zostały uprzednio przyłączone do krajowej sieci elektroenergetycznej bądź za pomocą linii bezpośredniej. Jest to zmiana korzystna, zwłaszcza możliwość sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii za pomocą linii bezpośredniej może pozytywnie wpłynąć na rozwój sektora fotowoltaiki. Konsekwencją tej zmiany jest zmiana art. 5 pkt. 1 i 2 ust. 2a ustawy Prawo energetyczne, dodanie ust. 2d oraz ust. 11a do art. 5 ustawy Prawo energetyczne.	
144.	Uwaga ogólna	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej	Dopuszczenie zarówno rozwiązania polegającego na partnerskim handlu energią odnawialną (P2P) bezpośrednio pomiędzy uczestnikami, jak i rozwiązania bazującego na włączeniu „pośrednika", zapewniającego cyfrowe połączenia wzajemne niezbędne do umożliwienia wymiany tejże energii., tj. dodanie pkt. 271 do art. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii. Zmiana korzystna.	**Uwaga przyjęta**
145.	Uwaga ogólna	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej	4. Zmiana definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii oraz mocy zainstalowanej, tj. zmiana w art. 2 pkt 11a ustawy o odnawialnych źródłach energii. Wskazane jest dalsze rozszerzenie definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii poprzez dodanie możliwości, że za hybrydową instalację odnawialnego źródła energii rozumie się także instalacje, na które składają się co najmniej dwa źródła wytwórcze nie różniące się charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, z zastrzeżeniem, że energia co najmniej jednego z tych źródeł przed	**Uwaga nieprzyjęta** W projekcie UC99, w celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii, wprowadzono nową definicję hybrydowej instalacji OZE, której kluczowymi elementami są uwzględniającą zwiększona moc zainstalowana elektryczna zespołu, źródła wytwórcze oraz magazyn energii. W stosunku do obowiązujących przepisów zmiany dotyczą tego, że żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu oraz udział energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej wynosi nie mniej niż 5% na rok, do czego nie wlicza

			wyprowadzeniem do sieci będzie magazynowa w magazynie energii. Takie rozwiązaniem pozwoli najefektywniej wykorzystywać już zrealizowane punkty przyłączeniowe, a jednocześnie zapewni znaczną stabilizację źródła wytwórczego.	się energii odnawialnej pobranej z sieci i potwierdzonej gwarancją pochodzenia. Magazyn energii jest immanentną częścią instalacji hybrydowej. Umożliwienie pobierania energii z sieci do magazynu energii elektrycznej, będącego wymaganą częścią hybrydowej instalacji OZE przyczyni się do stabilizowania pracy sieci i łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów.
146.	Uwaga ogólna	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej	Doprecyzowanie przepisów określających terminy składania wniosków o dopuszczenie do aukcji – Wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji złożony w terminie krótszym niż 14 dni przed dniem rozpoczęcia aukcji, nie zostanie rozpatrzony, tj. dodanie ust. 1a w art. 76 ustawy o odnawialnych źródłach energii. **Zmiana niekorzystna** i biorąc pod uwagę dotychczasową praktyce URE niepotrzebna. Jej oczywiście faktem, że wytwórcy niejednokrotnie składają wnioski o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji na kilka dni przed ich terminem, ale w większości są to wnioski kompletne, tzn. posiadające ostateczne pozwolenie na budowę, itp. Proponowana zmiana doprowadzi do tego, że na dwa tygodnie przed aukcją będą składanie w znacznej mierze wnioski niekompletne, z których tylko nieznaczna część uzyska status kompletności przed aukcją. Wnioski takie będą jednak musiały zostać sprawdzone przez pracowników URE co w praktyce spowoduje, że ilość ich pracy wykonywanej bezpośrednio przed aukcją OZE będzie większa niż dotychczas.	**Uwaga nieprzyjęta** Wnioski o dopuszczenie do aukcji powinny być składane w terminie umożliwiającym ich weryfikację i przystąpienie do aukcji.
147.	Uwaga ogólna	Polskie Stowarzyszenie	6. Wydłużenie, z 24 do 33 miesięcy terminu sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE	**Uwaga nieprzyjęta** – uwaga wykracza poza zakres projektu.

		Energetyki Słonecznej	wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie energię promieniowania słonecznego, tj. Zmiana w art. 74 ust. 1 oraz w art. 79 ust. 3 w pkt 8 lit. a ustawy o odnawialnych źródłach energii. Zmiana korzystna. Rozwiązanie polegające na zrównaniu sytuacji inwestorów fotowoltaicznych z inwestorami wiatrowymi i wydłużeniu do 33 miesięcy (z obecnych 24) okresu na rozpoczęcie produkcji energii z OZE jest słuszne, o czym świadczą zarówno doświadczenia praktyczne branży PV w Polsce, jak i ilość postanowień Prezesa URE o przedłużeniu terminów spełniania zobowiązań w związku ze stanem zagrożenia epidemiologicznego Wydłużenie, z 24 do 33 miesięcy terminu sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie energię promieniowania słonecznego, tj. Zmiana w art. 74 ust. 1 oraz w art. 79 ust. 3 w pkt 8 lit. a ustawy o odnawialnych źródłach energii. Zmiana korzystna. Rozwiązanie polegające na zrównaniu sytuacji inwestorów fotowoltaicznych z inwestorami wiatrowymi i wydłużeniu do 33 miesięcy (z obecnych 24) okresu na rozpoczęcie produkcji energii z OZE jest słuszne, o czym świadczą zarówno doświadczenia praktyczne branży PV w Polsce, jak i ilość postanowień Prezesa URE o przedłużeniu terminów spełniania zobowiązań w związku ze stanem zagrożenia epidemiologicznego.	Przedmiotowe przepisy zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu.*
148.	Uwaga ogólna	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej	Pragniemy również złożyć wniosek, aby w ramach procedowanego projekty ustawy zostały wprowadzone również dwa niżej opisane postulaty: 1. Usunięcie art. 7 ust. 8g6 ustawy Prawo energetyczne, który stanowi: „W szczególnie uzasadnionych przypadkach przedsiębiorstwo energetyczne	**Uwaga nieprzyjęta** Podczas zmian legislacyjnych w 2019 r. (zmiana ustawy – Prawo budowlane oraz innych ustaw) maksymalnie skrócono czas na wydanie warunków przyłączenia, różnicując ten czas w zależności od grupy przyłączeniowej. Oparto się wówczas na możliwie krótkich czasach opracowania warunków przyłączenia w optymalnych okolicznościach,

			zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej może przedłużyć terminy określone w ust. 8g o maksymalnie połowę terminu, w jakim obowiązane jest wydać warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dla poszczególnych grup przyłączeniowych za uprzednim zawiadomieniem podmiotu wnioskującego o przyłączenie do sieci z podaniem uzasadnienia przyczyn tego przedłużenia." Dotychczasowo praktyka pokazuje, że przepis ten stanowi podstawę do nieuprawnionego przedłużania wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Wskazane w nim zaważenie do „szczególnie uzasadnionych przypadków" jest zawężeniem martwy, a w niektórych OSD normą stało się nieuprawnione przedłużanie tego terminu. Biorąc pod uwagę dyrektywę RED II jego usunięcie jest jak najbardziej zasadne. 2. Dodanie w art. 7 ust. 15 ustawy Prawo energetyczne o następującym brzmieniu: „Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest zobowiązane przenieść wydane warunki przyłączenia lub dokonać cesji umowy przyłączeniowej w terminie 14 dni, z zastrzeżeniem, że do wniosku o przeniesienie warunków przyłączenia lub dokonania cesji umowy przyłączeniowej dołączono dokumenty, o których mowa w ust. 8d oraz oświadczenie podmiotu, na rzecz którego wydane zostały warunki przyłączenia lub był stroną umowy przyłączeniowej o wyrażeniu zgody na przeniesienie warunków przyłączenia lub dokonanie cesji umowy przyłączeniowej." Omówiona powyżej tematyka nie jest wprost uregulowana ustawowo, tymczasem praktyka OSD jest	biorąc pod uwagę konieczność wykonania ekspertyzy oraz uzgodnień pomiędzy operatorami sieci. Ustawodawca celowo wprowadził wówczas możliwość wydłużenia terminu w szczególnie uzasadnionych przypadkach, z obowiązkiem uzasadnienia wydłużenia tego okresu, aby właśnie miało ono zastosowanie, gdy zachodzi taka potrzeba.

			różna, a jednocześnie często wnioski o przeniesienie warunków przyłączenia są przetrzymywane przez OSD przez wiele miesięcy. Znane są nawet przypadki, że projekt farmy słonecznej nie mógł wziąć udziału w aukcji OZE z powodu braku przeniesienia warunków przyłączenia, pomimo tego, że wniosek w tej sprawie przez wytwórcę został złożony wiele miesięcy wcześniej.	
149.	Uwaga ogólna	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	Rekomenduje się wprowadzenie mechanizmu umożliwiającego zakwalifikowanie ciepła z energii elektrycznej z OZE jako ciepła z OZE, nie tylko potencjalnie na potrzeby przedstawienia takiej informacji odbiorcom końcowym, gdzie takie zadanie ma spełniać mechanizm gwarancji pochodzenia oraz proponowana w ramach dodawanych w ustawie o odnawialnych źródłach energii w art. 120 ust. 8 – 10 procedura wydawania/umarzania tych gwarancji w przypadku konwersji energetycznej. Rozwiązanie takie miałoby bardzo duże znaczenie dla potrzeb zagospodarowania nadwyżek energii elektrycznej z OZE i wykorzystania ich do konwersji na ciepło np. w kotłach elektrodowych, jednakże, w oparciu o aktualny stan prawny, ciepło takie nie będzie mogło zostać uznane jako ciepło z OZE. Niestety, biorąc pod uwagę przepisy art. 19 dyrektywy RED II, mechanizm gwarancji pochodzenia nie może zostać wprost wykorzystany do tego celu. Do rozważenia dla tego celu mógłby być np. mechanizm wydawania potwierdzeń w oparciu o gwarancje pochodzenia, że dany wolumen ciepła posiada status ciepła z OZE. W obrębie ustawy o odnawialnych źródłach energii planowane jest wprowadzenie definicji „ciepło odpadowe i chłód odpadowy”. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarza nie	**Uwaga wyjaśniona** Dyskusja na ten temat trwa – w kontekście elektryfikacji ciepłownictwa istotne są rozmowy na poziomie dyskusji w Unii Europejskiej, które mają na celu zaliczanie ciepła wytworzonego z energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii jako ciepła z OZE – „zielone ciepło”.

			ciepła lub koncesję na obrót ciepłem będą zobowiązane do przekazywania Prezesowi URE w sprawozdaniach ilości oraz udziału dostarczonego ciepła odpadowego w całkowitej ilości ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych. Ponadto koszty w zakresie budowy, modernizacji i przyłączenia źródła ciepła odpadowego wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%; będą mogły zostać odzwierciedlone w taryfach dla ciepła. Mając na uwadze wprowadzane regulacje związane z ciepłem odpadowym należy wskazać, że poza definicją legalną o nieostrym charakterze ustawodawca nie proponuje przepisów, które pozwalają na jednoznaczne określenie jakie rodzaje instalacji, klasy temperaturowe, czynniki przekazujące wykorzystywane do odzyskiwania, pozwalają uznać odpowiedni strumień ciepła za ciepło odpadowe. Wątpliwości budzi również sposób rozliczania ciepła odpadowego w kogeneracji, w kontekście rozdziału od energii cieplnej pochodzącej z ciepła z kogeneracji. Biorąc pod uwagę definicję ciepła odpadowego, która zawiera w sobie ciepło „pochodzące z procesów energetycznych" pojawia się spory zakres niepewności, gdyż niektóre technologie „kogeneracyjne" bardziej przypominają procesy energetyczne w zagospodarowywanie - odzyskiwanie ciepła powstałego dla wytworzenia energii elektrycznej, niż klasyczną produkcję energii elektrycznej i ciepła. W związku z przedstawionymi zagadnieniami pod rozwagę przedkłada się ustanowienie rozporządzenia technicznego, które określałoby kryteria zaliczania i	

			parametry pozwalające uznawać ciepło za ciepło odpadowego. Należy doprecyzować sposób wyznaczania współczynników Qusable oraz SPF dla wzoru stosowanego przy obliczaniu udziału energii odnawialnej w pompach ciepła. Jeżeli metodyka wyznaczania tych współczynników opiera się na wytycznych KE dla pomp ciepła (Dokument " DECYZJA KOMISJI z dnia 1 marca 2013 r. ustanawiająca wytyczne dla państw członkowskich dotyczące obliczania energii odnawialnej z pomp ciepła w odniesieniu do różnych technologii pomp ciepła na podstawie art. 5 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE"), to należy doprecyzować, czy korzystanie ze wskazanych tam współczynników HHP i SPF jest obligatoryjne. Kwestia jest istotna, ponieważ opierając się na powyższych współczynnikach (zwłaszcza HHP), otrzymywane są wyniki które podważają zasadność stosowania pomp ciepła.	
150.	Uwaga ogólna	Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club – Mazovian Branch)	• niezbędne jest skrócenie czasu trwania oraz uproszczenie procedur planistycznych i administracyjnych towarzyszących inwestycjom w OZE. W szczególności, zapewnienie dostępu do informacji o stanie technicznym sieci oraz możliwości przyłączenia źródła wytwórczego OZE na jak najwcześniejszym etapie planowania inwestycji; • kolejnym krokiem powinno być dokończenie procesu unbundlingu oraz wydzielenia aktywów dystrybucyjnych państwowych koncernów energetycznych do odrębnych podmiotów (tj.	**Uwagi nieprzyjęte** w zakresie PPA, linii bezpośredniej, procesów administracyjnych Uwagi poza zakresem regulacji. W przypadku linii bezpośredniej jako remedium na poprawę sytuacji sieciowej uwagi te wychodzą poza zakres projektu. Niemniej należy podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.

			niezintegrowanych pionowo w ramach grup kapitałowych). Zabieg ten umożliwi realizację polityki dystrybucyjnej i przyłączeniowej w sposób niezależny od interesów grup energetycznych. • Odnośnie do obecnego zakresu konsultowanego projektu, proponujemy następujące zmiany w proponowanych przepisach: • przyspieszenie procesu inwestycyjnego w instalacje wytwórcze OZE poprzez uproszczenie procedur administracyjnych towarzyszących nabywaniu gruntów rolnych oraz zmianie ich przeznaczenia. W szczególności, w przypadku nieruchomości rolnych o mieszanym zakresie klas bonitacyjnych gruntu; • wprowadzenia rozwiązań ułatwiających przyłączenie instalacji OZE do sieci. Wszystkie instalacje OZE powinny zostać objęte obowiązkiem wskazania maksymalnej dostępnej mocy przyłączeniowej w miejscu wskazanym we wniosku o przyłączenie oraz obowiązkiem wskazania lokalizacji alternatywnej w przypadku decyzji odmownej; • projektowane przepisy należy uzupełnić o regulacje ułatwiające budowę oraz funkcjonowanie linii bezpośredniej. Konieczne jest uchylenie wymogu wykazywania braku możliwości przyłączenia źródła wytwórczego OZE do istniejącej infrastruktury dystrybucyjnej. Podniesie to atrakcyjność inwestycji w	W odniesieniu do umów PPA należy wskazać, że projekt UC99 wprowadza nowy typ umowy sprzedaży energii elektrycznej, który nakłada na strony tej umowy obowiązki wynikające, przede wszystkim, z art. 5 ust. 2 pkt 1 uPE określającego minimalną treść umowy. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii stanowi lex specialis w stosunku do umowy z art. 5 ust. 2 pkt 1 i musi uwzględniać wskazane tam elementy umowy Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii (PPA) jest szczególnym rodzajem umowy sprzedaży. Zatem, wytwórca OZE może pełnić rolę sprzedawcy po spełnieniu wymagań wobec sprzedawców, wynikających z uPE. Wprowadzone przepisy regulują kwestię fizycznej dostawy energii na podstawie umowy PPA z uwagi na wymogi wynikające z konieczności wykorzystania KSE **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie modelu klastra energii Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności będzie zależał od ustaleń zawartych w porozumieniu i nie musi być związany z produkcją energii z OZE, jednak takie klastry nie będą mogły korzystać z systemu wsparcia proponowanego w projektowanej regulacji. Klaster nie jest wdrożeniem dyrektywy RED II. Postulat mówiący, że projektowany system wsparcia klastrów energii powinien zostać ograniczony do instalacji wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych jest niezasadny, gdyż zgodnie z założeniami proponowanego systemu wsparcia odnosi się on do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony

			instalacje OZE oraz zachęci do zawierania umów PPA; model funkcjonowania klastrów energii powinien wpisywać się w cel dyrektywy RED II. Dlatego model klastra energii powinien zostać ograniczony do inicjatyw działających w oparciu o odnawialne źródła energii. Ponadto, projektowany system wsparcia klastrów energii powinien zostać ograniczony do instalacji wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych.	porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Projektodawca w ten sposób promuje klastry, które produkują energię z odnawialnych źródeł energii. Aby móc korzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany, m.in. do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (PURE). **Uwagi nieprzyjęte** w zakresie wprowadzenia ułatwień w przyłączaniu instalacji OZE do sieci uwagi te również wychodzą poza zakres projektu Niemniej należy podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.
151.	Uwaga ogólna	Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club – Mazovian Branch)	Zaproponowane zmiany stanowią krok we właściwym kierunku i co do zasady należy ocenić je pozytywnie. Niemniej, projektowane regulacje nie rozwiązują problemu rosnących cen energii, jak również nie stanowią odpowiedzi wobec konieczności szybkiego uniezależnienia się od importu surowców energetycznych z Federacji Rosyjskiej. Ponadto, przedłożony do konsultacji projekt trudno uznać za spójny z polityką klimatyczno-energetyczną na poziomie UE. Zapewnia on jedynie częściową transpozycję Dyrektywy RED II, dla której termin wdrożenia upłynął 31 czerwca 2021 r. **1.1 Kontekst bezpieczeństwa energetycznego**	**Uwagi nieprzyjęte** Uwaga spoza zakresu regulacji. W obszarze repoweringu instalacji wiatrowych zakłada się, że będą one podlegały pełnej modernizacji przez co będą traktowane jako instalacje nowe. W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum

			Projekt nowelizacji powinien uwzględnić zmiany w polityce energetycznej wywołane rosyjską agresją wymierzoną w Ukrainę. Tragiczne wydarzenia ostatnich tygodni jeszcze mocniej utwierdzają w przekonaniu, że konieczne jest pilne zaprzestanie importu węgla, gazu i ropy z Federacji Rosyjskiej, zmiana polityki w zakresie planowanych dużych instalacji gazowych oraz budowa własnych, niezależnych od zawirowań geopolitycznych źródeł OZE. W ostatnich latach to właśnie energetyka odnawialna okazała się być najbardziej odporna na pandemię Covid-19 i wywołany nią kryzys gospodarczy. Trzeba jak najszybciej podjąć zdecydowane decyzje polityczne na rzecz odejścia od paliw kopalnych, w pierwszej kolejności w elektroenergetyce. Najpilniejszym i pierwszym krokiem powinno być odblokowanie lądowej energetyki wiatrowej oraz zwiększenie inwestycji w modernizację i rozwój sieci elektroenergetycznych, które umożliwią dynamiczny przyrost rozproszonych źródeł OZE. W celu wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego należy niezwłocznie podjąć szereg działań, które nie zostały uwzględnione w przedłożonym do konsultacji Projekcie nr UC99. Szczegółowy katalog tych działań został przedstawiony poniżej. **1.2 Odblokowanie lądowej energetyki wiatrowej** Lądowe instalacje wiatrowe stanowią najtańszą technologię pozyskiwania czystej energii elektrycznej, a szacowany potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce to nawet 40 GW4. Dynamiczny rozwój sektora lądowej energetyki wiatrowej w Polsce dostrzegalny był do 2016 r., tj. do momentu wejścia w życie tzw. „zasady 10h”, wprowadzonej ustawą z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych5. W kolejnych latach tempo	Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. W przypadku kwestii wprowadzenia ułatwień w przyłączaniu instalacji OZE do sieci uwagi te również wychodzą poza zakres projektu. Niemniej należy podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.

			przyrostu nowych mocy spadło kilkudziesięciokrotnie, obrazując realną blokadę inwestycyjną nowych projektów opartych na nowoczesnych turbinach. Załamanie tempa rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce nie znajduje żadnego racjonalnego uzasadnienia. o propozycje zmian przepisów zawartych w projekcie ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (nr UD2076), opublikowanym przez Ministerstwo Rozwoju, Pracy i Technologii (MRPiT) i przedstawionym do konsultacji publicznych jeszcze w maju 2021 r. Zabieg ten umożliwi szybkie wdrożenie przepisów istotnie liberalizujących „zasadę 10h" i w konsekwencji, powstanie wielu nowych, nowoczesnych mocy w lądowej energetyce wiatrowej. W Ocenie Skutków Regulacji do projektu nowelizacji UD2076, projektodawca szacuje, że w wyniku proponowanych zmian legislacyjnych możliwe będzie wybudowanie od 6 GW (scenariusz konserwatywny) do 10 GW (scenariusz rozwojowy) nowych mocy zainstalowanych w lądowej energetyce wiatrowej. Jednocześnie zwracamy uwagę na potrzebę wprowadzenia dalej idących zmian w tym zakresie. Decyzja o zachowaniu lub wprowadzeniu wymogu minimalnej odległości pomiędzy turbinami wiatrowymi a zabudowaniami oraz jej wymiarze powinna zostać pozostawiona do decyzji właściwym organom na poziomie jednostek samorządu terytorialnego. Stosowanie tzw. „zasady 10 h" dla ograniczenia potencjalnych lokalizacji elektrowni wiatrowych powinno stanowić wyjątek, a nie zasadę. Wyjątek ten powinien być wprowadzany do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego wówczas, gdy wła-	

			ściwa jednostka samorządu terytorialnego tak zadecyduje wyłącznie w celu ochrony życia lub zdrowia ludzkiego lub w celu ochrony środowiska. Rezygnacja z „zasady 10h" na rzecz bardziej elastycznych regulacji uchwalanych na poziomie lokalnym dostosowałaby ocenę lokalizacji elektrowni wiatrowej oraz wprowadzenie ograniczeń odległościowych do miejscowych uwarunkowań oraz wyposażyła lokalną społeczność w decydujący głos w procesie decyzyjnym. **1.3 Repowering instalacji OZE** Dynamiczny rozwój technologiczny przyczynia się do poprawy parametrów technicznych instalacji OZE, pozytywnie wpływając na ich efektywność, redukcję kosztów inwestycyjnych i operacyjnych, co w konsekwencji przekłada się na opłacalność dokonywania zmian w obrębie istniejących instalacji OZE. Polska cały czas nie transponowała definicji „rozbudowy źródła energii (z ang. „repowering") z art. 2 pkt. 10 dyrektywy RED II. Termin ten odnosi się do rozbudowy źródła energii rozumianej jako modernizacja źródła wytwórczego OZE w tym poprzez pełną (tzw. repowering pełny) lub częściową (tzw. repowering częściowy) wymianę systemów i urządzeń w celu zwiększenia efektywności i/lub mocy instalacji. Postulujemy zmianę obowiązujących przepisów w celu umożliwienia tzw. „repoweringu częściowego". Jest to działanie polegające na remoncie lub modernizacji istniejącej instalacji OZE oraz wymianie jej elementów składowych na konstrukcję nowszej generacji. Repowering częściowy skutkuje zwiększeniem mocy zainstalowanej instalacji OZE w granicach dopuszczalnych przez decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach oraz miejscowym planie	

			zagospodarowania przestrzennego dla danej instalacji. Proponowana zmiana jest szczególnie istotna w przypadku lądowych turbin wiatrowych, dla których nie jest możliwe przeprowadzenie repoweringu całkowitego, z uwagi na obowiązywanie „zasady 10h". Dlatego widzimy pilną potrzebę zniesienia ograniczeń poprzez odblokowania możliwości przeprowadzenia działań skutkujących zwiększeniem mocy zainstalowanej oraz poprawą efektywności instalacji wiatrowej. W przypadku istniejących źródeł wytwórczych OZE, art. 16 dyrektywy RED II zobowiązuje państwa członkowskie do wprowadzenia rozwiązań ułatwiających rozbudowę źródła energii w istniejących elektrowniach wykorzystujących energię odnawialną. Dyrektywa nakłada tutaj obowiązek zapewnienia uproszczonej i szybkiej procedury wydawania zezwoleń. Wprowadzona konsultowanym projektem transpozycja dyrektywy powinna zostać uzupełnienia o ten aspekt, zwłaszcza że termin transpozycji ww. wymogów upłynął w połowie ubiegłego roku. **1.4 Dostosowanie systemu elektroenergetycznego do wysokiego udziału OZE** Przyspieszenie transformacji energetycznej wymusza konieczność pilnego dostosowania systemu elektroenergetycznego do zwiększonego udziału OZE. Obecne, przestarzałe sieci dystrybucyjne utrudniają i znacząco wydłużają proces przyłączania nowych źródeł wytwórczych OZE. W latach 2019- 2020 URE otrzymał 1209 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 5667,739 MW. W zdecydowanej większości przypadków decyzja od-	

			mowna uzasadniona była brakiem warunków technicznych przyłączenia instalacji8. Nieprzejrzyste informacje o warunkach technicznych sieci skutecznie uniemożliwia weryfikację zasadności odmownej decyzji OSD. Ograniczenie dostępu do informacji w zakresie technicznej możliwości przyłączenia nowego źródła wytwórczego OZE w danej lokalizacji negatywnie oddziałuje na rozwój energetyki rozproszonej w Polsce oraz zainteresowanie ze strony inwestorów. Obecnie funkcjonujące regulacje powodują, że to inwestor planujący budowę źródła wytwórczego OZE ponosi ryzyko związane z możliwością odmowy przyłączenia do sieci. Zwracamy uwagę na publicznoprawny obowiązek operatora sieci do przyłączania zainteresowanych podmiotów oraz wskazuje na pilną potrzebę złagodzenia przepisów w tym zakresie. Praktyka OSD działających w innych w innych państwach, np. Wielkiej Brytanii, wskazuje, że udostępnianie potencjalnym inwestorom informacji o stanie obciążenia sieci nie powoduje zagrożenia dla bezpieczeństwa energetycznego, a ułatwia podejmowanie decyzji biznesowych przez inwestorów zainteresowanych rozwojem projektów OZE. Mając na uwadze cel Dyrektywy RED II, należy jak najszybciej przyjąć regulacje zmierzające do uelastycznienia systemu elektroenergetycznego m.in. umożliwienie stosowania linii bezpośrednich oraz dzielenia się mocą kabla przez różne źródła wytwórcze OZE (z ang. cable-pooling) – zob. szerzej poniżej. Zwracamy też uwagę na konieczność pilnego odblokowania środków przeznaczonych na modernizację sieci elektroenergetycznych w ramach Krajowego Planu Odbudowy (KPO) i przyjęcia planowanego Funduszu Transformacji Energetyki.	

152.	Uwaga ogólna	Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club – Mazovian Branch)	Pewność regulacyjna, przewidywalność rozstrzygnięć oraz długość trwania postępowań administracyjnych mają kluczowe znaczenie dla zainteresowania inwestycjami w OZE i skuteczności procesu inwestycyjnego. Dlatego pozytywnie oceniamy zamiany zaproponowane w celu transpozycji art. 15 dyrektywy RED II, który zobowiązuje państwa członkowskie do podjęcia kroków niezbędnych do usprawnienia i przyspieszenia procedur administracyjnych oraz procedur wydawania właściwych zezwoleń dla planowanych instalacji OZE. Mając na uwadze powyższe oraz analizując propozycje zawarte w konsultowanym Projekcie, rekomendujemy jednak uzupełnienie projektowanych przepisów o następujące aspekty:	**Uwaga przyjęta**
153.	Uwaga ogólna	Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club – Mazovian Branch)	Ustawa z 11 kwietnia 2003 r. o kształtowaniu ustroju rolnego11 (dalej: „ukur") wskazuje, że w przypadku nabycia gruntu rolnego o powierzchni powyżej 1 ha przez podmiot, który nie jest rolnikiem indywidualnym, wymagana jest zgoda Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa (KOWR), wyrażona w drodze decyzji administracyjnej. Wyjątek od tej zasady stanowi nabycie nieruchomości rolnej przez powiązanych ze Skarbem Państwa podmiot działający w sektorze paliw i energii12 lub nabycie gruntu na potrzeby rozwoju morskiej energetyki wiatrowej13. Obowiązujące przepisy nie określają, jak powyższe zasady mogą być stosowane w praktyce do inwestycji w źródła wytwórcze OZE. Mając na uwadze cel dyrektyw RED II, zasadne jest uzupełnienie obowiązujących regulacji o możliwość sprzedaży nieruchomości rolnej bez zgody KOWR,	**Uwaga wyjaśniona** Co do uproszczenia procesu nabywania gruntów rolnych oraz zmiany ich przeznaczenia: konieczność uzyskania zgody Dyrektora Generalnego KOWR jest znaczącym utrudnieniem, jednak obowiązek ten dotyczy tylko podmiotów niebędących rolnikami indywidualnymi – a więc podmiotów, które nie są preferowane w obrocie gruntami rolnymi. Tego typu zabezpieczenie jest z kolei niezbędne do zapewnienia skuteczności przepisów ukur – w tym niedopuszczenia do obrotu podmiotów nieuprawnionych. Uproszczenie przepisów ukur, nierozerwalnie wiązałoby się więc z „rozszczelnieniem" instytucji uregulowanych w tej ustawie. Jeżeli chodzi o tę część postulatu, która dotyczy ułatwienia zmiany przeznaczenia gruntów, to ukur nie zawiera przepisów regulujących przeznaczenie gruntów, a jedynie wpływa na sposób ich wykorzystywania. Chodzi oczywiście o rolnicze wykorzystywanie - i to tylko przez 5 lat od nabycia. Przy czym ten rolniczy sposób wykorzystania jest zgodny z cechami jakie posiada ten grunt i realizuje nadrzędne cele określone w

			na cele związane z rozwojem mocy wytwórczych OZE i magazynów energii. Chcąc zapewnić efektywność powyższych zmian należy jednocześnie rozszerzyć zwolnienie od wymogu prowadzenia gospodarstwa rolnego przez okres 5 lat od dnia nabycia nieruchomości rolnej w przypadku jej zakupu pod budowę instalacji OZE. Obecne brzmienie przepisów ogranicza możliwość wybudowania instalacji wytwórczej OZE, która mogłaby spowodować zmianę przeznaczenia gruntu i jego wyłączenie z produkcji rolnej. Jednocześnie ustawodawca, w drodze wyjątku, zwolnił już wcześniej z obowiązku 5- letniego okresu prowadzenia działalności rolniczej kontrolowane przez Skarb Państwa podmioty działające w sektorze paliw i energii14. W obecnej sytuacji zasadnym wydaje się rozszerzenie powyższego zwolnienia na wszystkie podmioty wytwarzające energię elektryczną z OZE i dla magazynów energii.	preambule ustawy, m.in. zapewnienie bezpieczeństwa żywnościowego kraju. Co do uzupełnienia obowiązujących regulacji o możliwość sprzedaży nieruchomości rolnej bez zgody KOWR, na cele związane z rozwojem mocy wytwórczych OZE i magazynów energii: z jednej strony - należy docenić i wspierać rozwój OZE oraz potrzebę dywersyfikacji źródeł dochodów uzyskiwanych przez rolników. Z drugiej zaś strony – jest to przeciwny kierunek, do którego zmierzają zasady uregulowane w ukur. Z punktu widzenia tych przepisów najważniejsze jest rolnicze wykorzystywanie gruntów, a nie wyłączenie ich poprzez np. instalacje fotowoltaiczne. Rozwiązaniem – zamiast zmiany ukur - powinno być raczej takie kształtowanie przez gminy miejscowych planów zagospodarowania, aby grunty rolne o najsłabszych parametrach znajdowały się na terenie o przeznaczeniu nierolniczym. Z kolei obecne wyjątki, m.in. dot. rozwoju morskiej energetyki wiatrowe, mają – z uwagi na stosunkowo niewielkie potrzeby nieruchomościowe – ograniczone oddziaływanie na gospodarkę rolną kraju. Tymczasem wyłączenie z zasad ukur każdego, kto tylko zadeklarowałby chęć budowy instalacji OZE, mogłoby już mieć znaczący wpływ na powierzchnię upraw rolnych w Polsce. Co do rozszerzenia zwolnienia od wymogu prowadzenia gospodarstwa rolnego przez okres 5 lat od dnia nabycia nieruchomości rolnej w przypadku jej zakupu pod budowę instalacji OZE: z tych samych przyczyn, o których mowa w stanowisku do poprzedniego postulatu, nie można zaakceptować propozycji zwolnienia podmiotów planujących budowę instalacji OZE, z obowiązku prowadzenia działalności rolniczej.
154.	Uwagi ogólne	Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club –	Postulujemy również uproszczenie procedury zmiany przeznaczenia gruntu rolnego dla nieruchomości o mieszanym zakresie klas bonitacyjnych gruntu, w sposób przyjazny rozwojowi instalacji OZE. Zmiana przeznaczenia gruntu rolnego została uregulowana przepisami ustawy z 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów	**Uwaga nieprzyjęta** Zmiana ustawy w kierunku uwolnienia gruntów z pod szczególnej ochrony Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi, jest niepożądana. Inwestycje w zakresie odnawialnych źródeł energii mogą być bez przeszkód realizowane na już dostępnych rezerwach inwestycyjnych oraz na gruntach o mniejszym znaczeniu dla produkcji rolniczej.

		Mazovian Branch)	rolnych i leśnych (dalej: „uogrl"). Obecne brzmienie ustawy uogrl uniemożliwia wydanie decyzji o warunkach zabudowy ze względu na ochronę klasy III gruntu (decyzja konstytutywna). W konsekwencji, nieruchomość o mieszanym zakresie klas bonitacyjnych gruntu, wśród których znajduje się nawet niewielki udział ziemi klasy III, zostaje w całości wyłączona z możliwości budowy źródła wytwórczego OZE. Rozwiązanie formalne, w postaci wydzielenia działki z gruntem klasy III nie zawsze jest możliwe z uwagi na rozproszone rozmieszczenie obszarów gruntu klasy III. Mając na uwadze ogólne cele dyrektywy RED II, uważamy za konieczne zmiany przepisów w powyższym zakresie. Rekomenduje przyjęcie rozwiązania, które umożliwia wyłącznie gruntu z produkcji rolnej w sytuacji, gdy udział gruntu klasy III nie przekracza 15 proc. udziału w całkowitej powierzchni działki.	Dodatkowo należy pamiętać, że na forum UE rozpoczyna się dyskusja na temat wypracowania zasad racjonalnego wykorzystania przestrzeni do rozwoju instalacji PV. Wskazuje to, że niekontrolowane uwalnianie gruntów może przynieść negatywne skutki, w tym dla utrzymania odpowiedniego bezpieczeństwa żywnościowego UE.
155.	Uwagi ogólne	Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club – Mazovian Branch)	Art. 20 ust. 1 ustawy z 23 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (dalej: „upzp") wskazuje, że plan miejscowy uchwala rada gminy po stwierdzeniu, że nie narusza on ustaleń studium. Plan miejscowy nie musi być wierną kopią studium, jednak nie może wprowadzać rozwiązań, które stoją w sprzeczności z ustaleniami wynikającymi ze studium15. Lokalizacja instalacji OZE o mocy zainstalowanej większej niż 500 kW wymaga uwzględnienia w studium zagospodarowania przestrzennego gminy. Od powyższego wymogu ustawa przewiduje dwa wyjątki. Pierwszy z nich obejmuje wolnostojące instalacje fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, zlokalizowane na gruntach rolnych klasy V, VI, VIz oraz	**Uwaga wyjaśniona** Z uwagi na trwającą gruntowną zmianę Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym i dbałości o spójność tam prowadzonych rozwiązań projektodawca nie zdecydował się na wprowadzenie zmian w ustawie o odnawialnych źródłach energii. Obecnie trwają prace nad projektem ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia klimatycznego wymiaru polityki miejskiej (numer w Wykazie RM - UD246). Projektowana ustawa zakłada realizację kluczowych elementów polityki przestrzennej.

			nieużytkach. Drugi wyjątek stanowią urządzenia inne niż wolnostojące, tj. instalacje wytwórcze zamontowane na budynkach (dachowe). Obecnie zatem, naniesienie inwestycji OZE na dokumenty planistyczne gminy wymaga dokonania zmian w dwóch odrębnych dokumentach w ramach dwóch odrębnych procedur. Wydłuża to znacznie postępowanie. Aktualne przepisy wymagają braku sprzeczności pomiędzy studium i miejscowym planem. Plan miejscowy nie musi stanowić wiernej kopii studium – może rozwijać i uszczegóławiać przyjęte w nim rozwiązania przyjęte w stadium. Jednak wprowadzane rozwiązania nie mogą stać w sprzeczności z ustaleniami wynikającymi ze studium. W celu przyspieszenia i ułatwienia procesu inwestycyjnego w OZE, postulujemy więc umożliwienie dokonywania zmian zarówno w miejscowym planie, jak i w studium zagospodarowania przestrzennego, w ramach jednej czynności prawnej. Dookreślenia będzie również wymagała procedura uszczegóławiania studium na etapie tworzenia planu miejscowego tak, aby zachowana była zgodność w obu dokumentów planistycznych.	
156.	Uwagi ogólne	Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club – Mazovian Branch)	Przedstawiony do konsultacji projekt wprowadza przepisy doprecyzowujące zawieranie umów sprzedaży energii elektrycznej (ang. Power Purchase Agreement, PPA), co stanowi pozytywną i oczekiwaną zmianę. Jednocześnie projekt całkowicie pomija potrzebę dalszego uregulowania budowy oraz korzystania z tzw. „linii bezpośredniej", pomiędzy wytwórcą i odbiorcą energii elektrycznej – poza istniejącą infrastrukturą sieciową lokalnego OSD.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwagi poza zakresem regulacji**.** W przypadku linii bezpośredniej jako remedium na poprawę sytuacji sieciowej uwagi te wychodzą poza zakres projektu. Niemniej należy podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków

			Linia bezpośrednia stanowi podstawę jednego z dwóch głównych typów umów PPA. Zgodnie z obowiązującymi regulacjami, linia bezpośrednia stanowi odstępstwo od ogólnej zasady, a jej budowa jest możliwa wyłącznie w sytuacji, gdy brak jest możliwości przyłączenia się do istniejącej infrastruktury sieciowej. Wybudowanie i użytkowanie linii bezpośredniej jako alternatywy do istniejącej sieci dystrybucyjnej wiąże się z koniecznością uzyskania koncesji oraz spełnieniem wszystkich obowiązków związanych ze statusem operatora systemu dystrybucyjnego. Ponadto, Dyrektywa RED II nakłada na państwa członkowskie obowiązek przeprowadzenia oceny oraz usunięcia nieuzasadnionych barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów PPA. Wskazujemy na pilną potrzebę zasadniczej zmiany regulacji umożliwiających budowę linii bezpośredniej w celu zwiększenia ich atrakcyjności. W szczególności, proponujemy uchylenie wymogu wykazywania braku możliwości przyłączenia źródła wytwórczego OZE do istniejącej infrastruktury dystrybucyjnej. Ponadto, krajowe regulacje prawne powinny zostać uzupełnione o definicję oraz przepisy dotyczące sposobu funkcjonowania zamkniętych systemów dystrybucyjnych.	przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej. W odniesieniu do umów PPA, należy wskazać, że projekt UC99 wprowadza nowy typ umowy sprzedaży energii elektrycznej, który nakłada na strony tej umowy obowiązki wynikające, przede wszystkim, z art. 5 ust. 2 pkt 1 uPE określającego minimalną treść umowy. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii stanowi lex specialis w stosunku do umowy z art. 5 ust. 2 pkt 1 i musi uwzględniać wskazane tam elementy umowy. Wprowadzone przepisy regulują kwestię fizycznej dostawy energii na podstawie umowy PPA z uwagi na wymogi wynikające z konieczności wykorzystania KSE . Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii (PPA) jest szczególnym rodzajem umowy sprzedaży. Zatem, wytwórca OZE może pełnić rolę sprzedawcy po spełnieniu wymagań wobec sprzedawców, wynikających z uPE.
157.	Uwaga ogólna	Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club –	Inwestorzy OZE coraz częściej uzyskują odmowy wydania warunków przyłączenia, ze względu na brak technicznych warunków przyłączenia do sieci. W tym miejscu podkreślenia wymaga fakt, że wytwórcy przed złożeniem wniosku o wydanie warunków przyłączenia nie mają możliwości weryfikacji, czy w miejscu, w którym chcą zrealizować planowaną instalację wytwórczą istnieją	**Uwaga przyjęta**

		Mazovian Branch)	wystarczające warunki techniczne sieci, czy też nie. Zasadnym jest więc wprowadzenie rozwiązań zmierzających do ułatwienia procesu przyłączania instalacji OZE do sieci. W związku z powyższym, w konsultowanym projekcie proponuje się zmianę propozycji do art. 7 ustawy – Prawo energetyczne ust. 1d w brzmieniu: „1d. W przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wskazuje wnioskodawcy maksymalną dostępną moc przyłączeniową w miejscu wskazanym we wniosku oraz lokalizacje alternatywne najbliższe lokalizacji wskazanej przez wnioskodawcę, w których przyłączenie jest możliwe.” Obowiązek wskazania lokalizacji alternatywnej powinien zostać rozszerzony na wszystkie instalacje OZE, które chcą się przyłączyć oraz powinien zostać rozszerzony o analogiczne rozwiązanie, jak w przypadku ogólnodostępnych stacji ładowania tj. obowiązek wskazania maksymalnej dostępnej mocy przyłączeniowej w miejscu wskazanym we wniosku.	
158.	Uwagi ogólne	Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club – Mazovian Branch)	Pozytywnie oceniamy propozycje regulacji mających na celu doprecyzowanie modelu biznesowego oraz zasad współpracy w ramach klastrów energii, jak również dodanie, po 6 latach, dedykowanego systemu wsparcia dla tego typu inicjatyw. Niemniej jednak, zaproponowane zmiany są niewystarczające i nie odpowiadają aktualnym wyzwaniom sektora energetycznego. Obecne sytuacja polityczna wymaga od polskiego	**Uwaga nieprzyjęta** Klaster nie jest wdrożeniem dyrektywy RED II. Społeczności energetyczne będą wdrożone w odrębnym projekcie legislacyjnym (UC 74). Regulacje dot. prosumenta zbiorowego obowiązują od 1 kwietnia 2022 r. Propozycja zawężenia przedmiotu działalności klastrów energii do wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem wytworzonym z

			ustawodawcy podjęcia pilnych działań wspierających rozwój modelu energetycznego opartego na rozproszonej generacji ze źródeł odnawialnych. Klastry energii stanowią rozwiązanie mogące wesprzeć, tak dziś pożądaną, decentralizację energetyki. Postulujemy więc dokonanie w projekcie poniższych zmian: 1. **Spójność modelu klastrów energii z celami dyrektywy RED II** Regulacje dotyczące modelu biznesowego oraz zasad współpracy w ramach klastrów energii powinny wpisywać się w cel dyrektywy RED II. Dlatego proponujemy zawężenie przedmiotu działalności klastrów energii do wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem wytworzonym z odnawialnych źródeł energii. W obecnej sytuacji geopolitycznej oparcie funkcjonowania klastrów energii na spalaniu paliw kopalnych wydaje się być wątpliwe pod względem bezpieczeństwa energetycznego. Ponadto, celem funkcjonowania klastrów energii powinno być jednoczesne zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych oraz środowiskowych, a także zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego. Dlatego proponujemy modyfikację treści projektowanej definicji legalnej klastra energii w sposób, który zapewni łączne spełnienie wszystkich celów wskazanych w projektowanym przepisie. 2. Uwzględnienie społeczności energetycznych i prosumentów zbiorowych. Przedstawiony do konsultacji projekt ogranicza się wyłącznie do propozycji regulacyjnych, dotyczących klastrów	odnawialnych źródeł energii jest niezasadna, gdyż gdyż zgodnie z założeniami proponowanego systemu wsparcia odnosi się on do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. projektodawca w ten sposób promuje klastry, które produkują energię z odnawialnych źródeł energii. Mechanizm wsparcia będzie funkcjonował w dwóch etapach. Pierwszy okres będzie trwać do 31 grudnia 2026 r. Wymagane będzie, aby co najmniej 30 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii przez strony porozumienia klastra energii pochodziło z OZE, a łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze energii nie przekraczała 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwiała pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania stron porozumienia klastra energii. Ponadto, zdolność magazynowania energii stron porozumienia klastra energii powinna wynosić co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. W drugim etapie wymagania zostaną zwiększone. Od 1 stycznia 2027 r. wsparcie będzie przysługiwać wobec tych klastrów energii, które wykażą, że co najmniej 50 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii pochodzi z OZE, zaś łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze nie przekracza 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwia pokrycie w ciągu roku w każdej godzinie nie mniej niż 50% łącznych dostaw do stron porozumienia klastra energii w zakresie energii elektrycznej. Ponadto, konieczne będzie posiadanie zdolności magazynowania energii na poziomie 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. Aby móc korzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania m.in. wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (PURE).

			energii, co niewystarczająco odpowiada aktualnym potrzebom szybkiego odejścia od spalania paliw kopalnych na rzecz energii z OZE. Postulujemy więc uzupełnienie projektu o propozycje regulacji transponujących dyrektywę 2019/94416 w zakresie dotyczącym obywatelskich społeczności energetycznych, które zostały przedstawione w w projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii (nr UC74)17, opublikowanym przez MKiŚ w czerwcu 2021 r. Ponadto, konsultowany projekt powinien zostać uzupełniony o propozycję przepisów transponujących dyrektywę RED II w zakresie społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej. Regulacje dotyczące klastrów energii, transponujące dyrektywę 2019/944 oraz dyrektywę RED II w zakresie klastrów energii, społeczności energetycznych oraz prosumeryzmu zbiorowego powinny wykazywać się możliwie daleko idącą spójnością, jak również powinny być traktowane w sposób priorytetowy oraz objęte skutecznymi mechanizmami wsparcia. 3. **Lokalny charakter klastrów energii**. Projekt nadmiernie reguluje lokalny charakter klastrów energii, wprowadzając m.in. wymóg udziału jednostki samorządu terytorialnego oraz ograniczając funkcjonowanie klastra do terytorium powiatu lub 5 sąsiadujących gmin oraz jednego operatora systemu dystrybucyjnego. Proponujemy zwiększenie elastyczności projektowanych przepisów dotyczących udziału jednostki samorządu terytorialnego w klastrze energii. Wymóg w postaci obligatoryjnego udziału jednostki samorządu	Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności będzie zależał od ustaleń zawartych w porozumieniu i nie musi być związany z produkcją energii z OZE, jednak takie klastry nie będą mogły korzystać z systemu wsparcia proponowanego w projektowanej regulacji. Uwaga w odniesieniu do regulacji dotyczących klastrów energii, transponujących dyrektywę 2019/944 oraz dyrektywę RED II w zakresie klastrów energii, społeczności energetycznych oraz prosumeryzmu zbiorowego, że powinny wykazywać się one możliwie daleko idącą spójnością, jak również powinny być traktowane w sposób priorytetowy oraz objęte skutecznymi mechanizmami wsparcia nie została uwzględniona, gdyż klaster energii działa w formie porozumienia, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami i nie ma osobowości prawnej, co odróżnia go od obywatelskich społeczności energetycznych, do których odnoszą się: art. 22 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa RED II) i regulacje zawarte w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE. **Uwaga przyjęta** w zakresie nadmiernego uregulowania lokalnego charakteru klastrów energii, poprzez wprowadzenie m.in. wymogu udziału jednostki samorządu terytorialnego Dodany zostanie przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji.

			terytorialnego powinien zostać zastąpiony możliwością jej fakultatywnego udziału w klastrze energii. Projektowane przepisy powinny rozszerzyć katalog stron mogących współtworzyć klaster energii o możliwość uczestnictwa jednostek samorządu terytorialnego. Podobnie, w odniesieniu do obszaru geograficznego funkcjonowania klastrów energii, rekomendujemy złagodzenie proponowanych wymogów. Obszar działania klastra energii powinien zostać ograniczony do tego samego OSD zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami danego klastra. Podobne rozwiązanie funkcjonuje już obecnie w stosunku do spółdzielni energetycznych. Zaproponowana zmiana umożliwi bardziej elastyczne podejście do tworzenia klastrów energii, pozostawiając jednocześnie ich lokalny charakter. 4. **System wsparcia klastrów energii**. Dążąc do zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego oraz niezależności od importu surowców energetycznych, ustawodawca powinien dążyć do przyjęcia przepisów, których nadrzędnym celem jest wspieranie produkcji energii ze źródeł odnawialnych oraz zwiększanie jej wykorzystania. Regulacjom prawnym powinny towarzyszyć mechanizmy wsparcia skutecznie zachęcające do rozwoju OZE. Mając na uwadze powyższe, postulujemy o zmianę w zaproponowanym systemie wsparcia klastrów energii tak, aby przyjęte rozwiązania promowały jedynie wytwarzanie energii z OZE. Dlatego projektowany system wsparcia powinien zostać ograniczony wyłącznie do instalacji wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych.	Uwaga dotycząca ograniczenia funkcjonowania klastra do terytorium powiatu lub 5 sąsiadujących gmin oraz jednego operatora systemu dystrybucyjnego jest niezasadna, gdyż celem projektodawcy jest zapewnienie zwartego terytorialnie, mającego lokalny charakter obszaru działania klastra.

159.	Uwagi ogólne uwagi	Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club – Mazovian Branch)	Zwracamy uwagę na **bardzo długie vacatio legis proponowanych zmian**. Ustawa, w zasadniczej części, miałaby zacząć obowiązywać dopiero w styczniu 2023 r. Postulujemy przyspieszenie prac nad konsultowanym projektem i przesunięcie terminu wejścia w życie ustawy na 1 lipca 2022 r. Jest to wykonalne, ponieważ projekt nie zawiera szczególnie kontrowersyjnych zapisów. Zwracamy też uwagę, że część informacji w uzasadnieniu i OSR, w toku wcześniejszych prac uległa dezaktualizacji. Tytułem przykładu, projektodawca powołuje się na tzw. Wytyczne Komisji Europejskiej EEAG, podczas gdy od 1 stycznia br. zostały one zastąpione przez nowe Wytyczne CEEAG, które w większym stopniu uwzględniają rolę ochrony klimatu w pomocy publicznej dla energetyki.	**Uwaga przyjęta** Odnosząc się do vacatio legis należy zauważyć, że, w toku prac nad projektem, projektodawca wprowadził dodatkowo vacatio legis obejmujące system wsparcia operacyjnego do 1 lipca 2025 r. Taki termin wynika głównie z utrzymujących się wysokich ceny na bieżącym i terminowym rynku energii, wyższe od przewidywanych poziomów kosztowych dla instalacji objętych projektowanym systemem, co może przełożyć się na niewielkie zainteresowanie systemem przy ponoszeniu kosztów jego procedowania i utrzymania. Projektodawca zamierza monitorować aktywnie rynek energii odnawialnej i reagować w zależności od trendów kształtujących ceny energii. W zakresie powoływania się na tzw. Wytyczne Komisji Europejskiej EEAG należy zwrócić uwagę, że obowiązywały one do 27 stycznia 2022 r., kiedy weszły w życie Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r (C/2022/481) – CEEAG. Zarówno Ocena Skutków Regulacji, jak i Uzasadnienie były przygotowywane przed wejściem w życie CEEAG. W związku ze zmianą sytuacji prawnej dokonano aktualizacji treści dokumentów towarzyszących projektowi ustawy zmieniającej. Podkreśla się również, iż termin wejścia w życie ustawy jest, w opinii projektodawcy, właściwy. Projekt ustawy zawiera dużą ilość zmian w obecnych regulacjach prawnych lub wprowadza zupełnie nowe rozwiązania do systemu elektroenergetycznego. Dodatkowo w toku konsultacji zgłoszono ponad 1200 uwag co wymagało głębokich i wielowątkowych analiz oraz rozmów z właściwymi podmiotami.
160.	Uwagi ogólne	Polska Platforma LNG i bioLNG	W proponowanej nowelizacji brak jest jakichkolwiek ułatwień administracyjnych dla inwestycji związanych z budową biometanowni. Postulujemy, aby zwolnić z obowiązku uzyskiwania decyzji środowiskowej wszystkie instalacje wytwarzania biometanu. Taka decyzja pozwoli znacznie szybciej zbudować potencjał produkcyjny	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Trwają aktualnie prace w zakresie opracowania usprawnień dotyczących procesu inwestycyjnego, w tym pozyskiwania decyzji oraz zgód na rozpoczęcie inwestycji. Biorąc pod uwagę konieczność przeprowadzenia dodatkowych konsultacji i opiniowania oraz dokonania oceny skutków

			biometanu w Polsce. Szczególnie w kontekście zwiększania niezależności energetycznej Polski na tle wojny Rosji z Ukrainą.	takiej regulacji - przewiduje się, że efekty wypracowanych rozwiązań uwzględnione zostaną w kolejnej nowelizacji uOZE.
161.	Uwagi ogólne	**Polska Platforma LNG i bioLNG**	Brak w propozycji legislacyjnej jakiegokolwiek systemu wsparcia dla produkcji biometanu. Wdrożenie systemu wsparcia operacyjnego opartego na przykład na systemie aukcyjnym, lub innego gwarantowanego przez państwo systemu stabilizacji przychodów instalacji do produkcji biometanu znacznie ułatwiłoby proces inwestycyjny. Inwestycje w biometanownie są kosztowne i wymagają finansowania zewnętrznego kredytem bankowym. Bez gwarantowanego stabilnego przychodu takich projektów banki są mniej chętne do finansowania takich inwestycji. Zwiększenie wolumenu produkcji biometanu w Polsce powinno być w obecnym czasie priorytetem polityki energetycznej rządu. Każdy milion metrów sześciennych biometanu wytworzonego z odpadów na terenie Polski oznacza milion metrów sześciennych mniej importu rosyjskiego gazu i znacząco wzmacnia niezależność energetyczną naszego kraju. Postulujemy o wprowadzenie systemu wsparcia operacyjnego dla wytwarzania biometanu.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Propozycja dotyczy redakcji treści obecnych przepisów związanych z określeniem mechanizmów wsparcia operacyjnego dla biometanu w projekcie UC99. Uwzględniając uwagi przedłożone w ramach konsultacji oraz opiniowania projektu UC99 podjęta została decyzja o opracowaniu przepisów określających zasady udzielania finansowej pomocy operacyjnej dla biometanu. Wdrożenie tych przepisów wymagać będzie jednak przeprowadzenia odrębnej od UC99 nowelizacji uOZE.
162.	Uwaga ogólna	Związek Stowarzyszeń Polska Zielona Sieć	**Uwagi ogólne** W pierwszej kolejności należy podkreślić, iż dalsze prace nad projektem ustawy powinny uwzględniać nowe okoliczności geopolityczne, które mają bezpośrednie przełożenie na politykę energetyczną Polski. Polityka ta powinna zostać zdecydowanie i długofalowo ukierunkowana na rozwój odnawialnych źródeł energii, a także na decentralizację krajowej energetyki.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** w zakresie biometanu Uwzględniając uwagi przedłożone w ramach konsultacji oraz opiniowania projektu UC99 podjęta została decyzja o opracowaniu przepisów określających zasady udzielania finansowej pomocy operacyjnej dla biometanu. Wdrożenie tych przepisów wymagać będzie jednak przeprowadzenia odrębnej od UC99 nowelizacji uOZE.

			W tym kontekście szczególną uwagę zwraca fakt, iż proponowana nowelizacja nie obejmuje kluczowego dla rozwoju OZE działania, jakim powinna być zmiana ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (tzw. ustawy odległościowej). Potrzebne jest natychmiastowe zniesienie wymogu zachowania minimalnej odległości pomiędzy elektrownią wiatrową a najbliższymi zabudowaniami mieszkalnymi – tzw. zasady 10h, która skutecznie ogranicza lokalizację nowych turbin na terenie całego kraju od niemal 6 lat. Energetyka wiatrowa ma największy potencjał zwiększania w Polsce udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto i ma ogromne znaczenie zarówno dla biznesu, jak i energetyki rozproszonej i społecznej. Dlatego też, przedmiotowy projekt powinien zostać uzupełniony we wskazanym powyżej obszarze. W tym zakresie pozytywnie oceniamy propozycje zmian przepisów zawarte w projekcie ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (nr UD207), opublikowanej przez Ministerstwo Rozwoju, Pracy i Technologii i przedstawionej do konsultacji publicznych w maju 2021 r. Jednocześnie widzimy potrzebę rozważenia dalej idących zmian, które kwestię minimalnej odległości pomiędzy turbinami wiatrowymi, a zabudowaniami, pozostawiałyby właściwym organom na poziomie jednostek samorządu lokalnego. Takie rozwiązanie pozwoliłoby dostosować ocenę lokalizacji elektrowni wiatrowej do miejscowych uwarunkowań oraz pozwoliło lokalnej społeczności na udział w procesie decyzyjnym (jak pokazują badania, możliwość	**Uwaga nieprzyjęta** w zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych Podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. **Uwaga nieprzyjęta** w kontekście sieciowym Uwaga wykracza poza zakres projektu. Niemniej należy wskazać, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.

			udziału w procesie planowania znacząco zwiększa poziom akceptacji lokalnej społeczności dla podejmowanych inwestycji). Należy stanowczo podkreślić, iż bez liberalizacji przepisów o inwestycjach wiatrowych, nie może być mowy o faktycznej implementacji dyrektywy UE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II) do polskiego prawa. Jednocześnie też, procedowana nowelizacja ustawy powinna obejmować wszystkie aspekty implementacji dyrektywy oraz wszystkie pożądane mechanizmy służące rozwojowi OZE w Polsce. Nowelizowanie ustawy co kilka miesięcy ma bardzo negatywny wpływ na stabilność i przejrzystość krajowych regulacji energetycznych. Drugim, niezbędnym dla faktycznej implementacji dyrektywy RED II i rozwoju energii odnawialnej w Polsce krokiem jest pilne dostosowanie systemu elektroenergetycznego do zwiększonego udziału OZE. Obecne, przestarzałe sieci dystrybucyjne utrudniają, a czasem wręcz uniemożliwiają, proces przyłączania nowych źródeł wytwórczych OZE. Dyrektywa zobowiązuje państwa członkowskie do wspierania energetyki rozproszonej we wszystkich przewidzianych formach (prosument indywidualny, zbiorowy, społeczności energetyczne). Tak długo, jak kondycja krajowych sieci energetycznych stawia pod znakiem zapytania możliwość przyłączania się tych podmiotów do systemu, nie będzie mogło być mowy o faktycznym rozwoju OZE i realizacji zobowiązań w zakresie energetyki rozproszonej. Regulacje w tym zakresie również powinny być elementem proponowanej nowelizacji ustawy.	

			Klastry energii Uwagę zwraca fakt, że pomimo iż, jak autorzy projektu sami wskazują, regulacje o klastrach energii nie stanowią elementu transpozycji dyrektywy RED II, to zawarto w nich wiele sugestii, mających odniesienie do założeń przypisanych społecznościom energetycznym w art. 22 dyrektywy (m.in. mowa jest o roli energetyki rozproszonej, obowiązkowym udziale JST w klastrze energii, czy zapewnianiu przez klaster korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych lokalnej społeczności. Jednocześnie klastry otrzymują szereg ułatwień organizacyjnych oraz system wsparcia). Takie zmiany budzą obawę, iż autorzy projektu zmierzają do uznania, iż to właśnie klastry energii, wsparte przez nowe regulacje, będą w Polsce pełnić rolę podmiotów, o których mowa w art. 22 dyrektywy. Tym bardziej, że część projektu poświęcona wprost dyrektywie, nie odnosi się w ogóle do tego artykułu. Należy tutaj jednoznacznie wskazać, że klastry energii nie są społecznościami energetycznymi, o których mowa w ww. regulacji. Nie posiadają osobowości prawnej, ich funkcjonowanie nie opiera się na zasadach równości stron i demokratycznego zarządzania, a formuła działalności jest całkowicie nieużyteczna z punktu widzenia takich podmiotów jak osoby fizyczne, czy gospodarstwa domowe, które dyrektywa RED II premiuje w szczególności. Przede wszystkim jednak, obowiązujące regulacje wskazują, że klastry energii nie muszą opierać swojej działalności na OZE, lecz mogą to być również paliwa konwencjonalne. Niestety, przedmiotowy projekt nowelizacji idzie jeszcze dalej w tym kierunku, wskazując że warunkiem	**Uwaga nieprzyjęta** w zakresie klastrów energii Propozycja zawężenia przedmiotu działalności klastrów energii do wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem wytworzonym z odnawialnych źródeł energii jest niezasadna, gdyż zgodnie z założeniami proponowanego systemu wsparcia odnosi się on do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. projektodawca w ten sposób promuje klastry, które produkują energię z odnawialnych źródeł energii. Mechanizm wsparcia będzie funkcjonował w dwóch etapach. Pierwszy okres będzie trwać do 31 grudnia 2026 r. Wymagane będzie, aby co najmniej 30 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii przez strony porozumienia klastra energii pochodziło z OZE, a łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze energii nie przekraczała 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwiała pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania stron porozumienia klastra energii. Ponadto, zdolność magazynowania energii stron porozumienia

			otrzymania przez klastry planowanego wsparcia będzie wytworzenie przez nie jedynie 30%, a na dalszym etapie 50% energii pochodzącej z OZE (istnieje też niejasność w tym zakresie, czy podany wymóg procentowy dotyczy klastra jako całości, czy poszczególnych członków klastra). W tym miejscu, mając na względzie zarówno wspomniane wcześniej okoliczności geopolityczne, jak i wskazania polityki klimatycznej UE, postulujemy zawężenie przedmiotu działalności klastrów energii do wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem wytworzonym z odnawialnych źródeł energii. W obecnej sytuacji, oparcie funkcjonowania klastrów energii na spalaniu paliw kopalnych nie znajduje żadnego uzasadnienia. Ponadto, przyglądając się całościowo proponowanym zmianom zdecydowanie odnosi się wrażenie, iż projektowane przepisy dotyczące klastrów energetycznych czynią je dużo łatwiejszymi do ustanowienia niż spółdzielnie energetyczne, również uregulowane w tej ustawie. Tego typu nierównowaga jest nieuzasadniona i wymaga korekty. **Społeczności energetyczne** Proponowany projekt ustawy nie odnosi się w ogóle do art. 22 dyrektywy RED II, który nakazuje wprowadzenie krajowych regulacji odnośnie społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej. Wskazany artykuł szeroko omawia, czym są te społeczności, jakie powinny mieć prawa i jakie obowiązki mają państwa członkowskie celem zapewnienia tym podmiotom	klastra energii powinna wynosić co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. W drugim etapie wymagania zostaną zwiększone. Od 1 stycznia 2027 r. wsparcie będzie przysługiwać wobec tych klastrów energii, które wykażą, że co najmniej 50 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii pochodzi z OZE, zaś łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze nie przekracza 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwia pokrycie w ciągu roku w każdej godzinie nie mniej niż 50% łącznych dostaw do stron porozumienia klastra energii w zakresie energii elektrycznej. Ponadto, konieczne będzie posiadanie zdolności magazynowania energii na poziomie 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. Aby móc korzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania m.in. wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (PURE). Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności będzie zależał od ustaleń zawartych w porozumieniu i nie musi być związany z produkcją energii z OZE, jednak takie klastry nie będą mogły korzystać z systemu wsparcia proponowanego w projektowanej regulacji. **Uwaga wyjaśniona** w zakresie społeczności energetycznych

			rozwoju i pełnoprawnego funkcjonowania na rynku energii. W szczególności wskazuje się, że formuła ta powinna być dostępna gospodarstwom domowym i umożliwiająca produkcję, zużywanie, magazynowanie i sprzedaż energii odnawialnej, bez podlegania nieuzasadnionym lub dyskryminacyjnym warunkom i procedurom. Założeń tych nie spełniają zatem obecne regulacje ustawy o OZE o spółdzielniach energetycznych – restrykcyjne, zawierające niezrozumiałe ograniczenia i niekorzystne regulacje (takie jak system opustów określony na poziomie 1:0.6, wymóg pokrywania przez spółdzielnię min. 70% własnego zapotrzebowania na energię, brak możliwości funkcjonowania w miastach, brak możliwości obrotu energią, i inne). Założeń tych tym bardziej nie spełnia też, jak wskazano powyżej, formuła klastrów energii. Pomimo tego, nowelizacja całkowicie pomija konieczność implementacji tego obszaru dyrektywy do krajowej ustawy o OZE. **Biometan** Biorąc pod uwagę obecną sytuację geopolityczną, niezrozumiałe jest także to, dlaczego nowelizacja ustawy nie zawiera systemu wsparcia operacyjnego dla produkcji i zatłaczania biometanu. Jest to szczególnie niezrozumiałe o tyle, że w przypadkach innych technologii system taki istnieje. Jak słusznie wskazują autorzy projektu, biometan może w sposób znaczący ograniczyć konieczność importu gazu, jak również ma szansę stanowić to źródło energii, z którego chętnie korzystałyby spółdzielnie energetyczne, zaprojektowane w obecnej chwili w szczególności dla obszarów wiejskich. Proces pozyskiwania biometanu jest jednak złożony,	Społeczności energetyczne będą wdrożone odrębnym projektem legislacyjnym (UC 74).

			dlatego powinien uzyskiwać wsparcie, tak jak ma to miejsce dla energii elektrycznej wytwarzanej z biogazu przez system FiT i FiP.	
163.	Uwaga ogólna	Stowarzyszenie Urbanistów Polskich – Zachodnia Okręgowa Izba Urbanistów	„Art. 3a. W ustawie z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2022 r. poz. 503) wprowadza się następujące zmiany w art. 15: 1) w ust. 3 pkt 3a nadaje się brzmienie: „granice terenów pod budowę urządzeń wytwarzające energię z odnawialnych źródeł energii o mocy zainstalowanej większej niż 500 kW lub większej niż 100 kW jeżeli wynika to ze studium oraz granice ich stref ochronnych związanych z ograniczeniami w zabudowie, zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu oraz występowaniem znaczącego oddziaływania tych urządzeń na środowisko, z zastrzeżeniem pkt 3b;” 2) w ust. 3 po pkt 3a dodaje się punkt 3b w brzmieniu: „jeżeli studium to dopuszcza, ustalenia pkt 3a nie dotyczą wolnostojących urządzeń fotowoltaicznych, o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1000 kW zlokalizowanych na gruntach rolnych stanowiących użytki rolne klas V, VI, VIz i nieużytki - w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 26 ust. 1 ustawy z dnia 17 maja 1989 r. - Prawo geodezyjne i kartograficzne oraz urządzeń innych niż wolnostojące. 3) w ust. 4 na końcu zdania, przed kropką dodaje się wyrazy: „częściowo lub zupełnie”. Art. 6a. W ustawie z dnia 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii	**Uwaga wyjaśniona** Z uwagi na trwającą gruntowną zmianę Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym i dbałości o spójność tam prowadzonych rozwiązań projektodawca nie zdecydował się na wprowadzenie zmian w ustawie o odnawialnych źródłach energii. Obecnie trwają prace nad projektem ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw (numer w Wykazie RM – UD369). Projektowana ustawa zakłada kompleksowe uregulowanie zagadnień związanych z szeroko rozumianym gospodarowaniem przestrzenią, w tym z uwzględnieniem powiązań planowania przestrzennego, tworzącego ramy dla przyszłych procesów inwestycyjnych. Aby zachować spójność rozwiązań procedowanych w obu aktach prawnych, projektodawca nie zdecydował się na wprowadzenie proponowanych zmian.

			oraz niektórych innych ustaw (Dz.U.2021.poz. 1873) skreśla ust. 2 w art. 19.”	
164.	Uwagi ogólne	Krajowa Izba Gospodarcza, Komitet Technologii Wodorowych	**Propozycja**: Z uwagi na istotne zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii z paliw kopalnych oraz związany z tym bezprecedensowy wzrost jej kosztów, Krajowa Izba Gospodarcza apeluje o niezwłoczne zniesienie wszelkich barier administracyjnych związanych z rozwojem odnawialnych źródeł energii. Apelujemy także o zniesienie barier związanych z przyłączeniem odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej oraz możliwością realizacji inwestycji w odnawialne źródła energii poza systemem elektroenergetycznym w sytuacji braku możliwości przyłączenia odnawialnego źródła energii (w sposób wyspowy lub za pomocą linii bezpośredniej). Zwracamy się również z apelem o udrożnienie procedur przyłączeniowych i systemowe przekierowanie środków transferowanych dotychczas na import gazu i ropy z Rosji na inwestycje w infrastrukturę przyłączeniową służącą do odbioru energii z odnawialnych źródeł. **Uzasadnienie:** Sektor prywatny już dziś ma możliwości realizacji projektów w energetyce słonecznej i wiatrowej o mocy przekraczającej 5 GW rocznie (z roczną produkcją energii około 10 TWh). Zniesienie barier administracyjnych oraz ograniczeń wynikających z braku możliwości przyłączeniowych odnawialnych źródeł energii i magazynów energii, pozwoliłoby co najmniej podwoić nowe inwestycje w tym sektorze do poziomu około 20 TWh/rok. Pozwoliłoby to	**Uwagi wyjaśnione** W przypadku kwestii wprowadzenia ułatwień w przyłączaniu instalacji OZE do sieci oraz budowy linii bezpośredniej uwagi te wychodzą poza zakres projektu. Ponadto należy podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej, biorąc pod uwagę rolę linii bezpośredniej jako pewnego remedium na sygnalizowane wyzwania.

			Polsce, w ciągu zaledwie 10 lat, uniezależnić się niemal całkowicie od importu rosyjskiej ropy i gazu. Polska gospodarka zużywa nieco ponad 200 TWh energii z gazu i ponad 300 TWh energii z ropy. Co roku Polska przeznacza na to około 50 mld zł. Dziesiątki miliardów odpływają z krajowej gospodarki wzmacniając budżet i reżim Putina. Zdaniem Krajowej Izby Gospodarczej, środki te powinny zostać wykorzystane na rozwój krajowej gospodarki, infrastrukturę umożliwiającą odbiór i przesył energii z odnawialnych źródła energii, technologie wodorowe oraz magazyny energii. Obecnie, mimo ogromnego potencjału inwestycji w odnawialne źródła energii, zarówno inwestorzy jak i odbiorcy energii pozbawieni są coraz częściej możliwości realizacji tego typu projektów. Koszty związane ograniczeniem wykorzystania tanich, lokalnych i odnawialnych źródeł energii stwarzają realne zagrożenie dla bieżącej działalności przedsiębiorstw jak i dla perspektyw rozwoju. Przyczyną tych ograniczeń jest niewydolny system realizacji nowych przyłączeń elektroenergetycznych oraz przepisy które blokują inwestycje w odnawialne źródła energii nawet w sytuacji, gdy wytwórca energii z odnawialnych źródeł lub odbiorca tej energii zamierza korzystać z niej wyspowo lub za pomocą linii bezpośredniej, a więc poza siecią elektroenergetyczną lub w sposób nieobciążający jej funkcjonowania. Masowe odmowy przyłączenia do sieci dystrybucyjnych, połączone z brakiem zgody organów administracyjnych na realizację inwestycji, którym odmawia się wydania warunków przyłączenia, blokują inwestycje nie tylko w	

			odnawialne źródła energii, lecz również w magazyny energii. Przepisy krajowe uniemożliwiają również inwestycje w wyspową produkcję energii odnawialnej która mogłaby się rozwijać bez negatywnego wpływu na sieć elektroenergetyczną – zapewniając wykorzystanie potencjału lokalnej produkcji i odbioru energii przez sektor transportowy, ciepłowniczy i przemysł oparty na magazynowaniu energii i technologiach wodorowych.	
165.	Uwaga ogólna	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	Rekomenduje się wprowadzenie mechanizmu umożliwiającego zakwalifikowanie ciepła z energii elektrycznej z OZE jako ciepła z OZE, nie tylko potencjalnie na potrzeby przedstawienia takiej informacji odbiorcom końcowym, gdzie takie zadanie ma spełniać mechanizm gwarancji pochodzenia oraz proponowana w ramach dodawanych w ustawie o odnawialnych źródłach energii w art. 120 ust. 8 – 10 procedura wydawania/umarzania tych gwarancji w przypadku konwersji energetycznej. Rozwiązanie takie miałoby bardzo duże znaczenie dla potrzeb zagospodarowania nadwyżek energii elektrycznej z OZE i wykorzystania ich do konwersji na ciepło np. w kotłach elektrodowych, jednakże, w oparciu o aktualny stan prawny, ciepło takie nie będzie mogło zostać uznane jako ciepło z OZE. Niestety, biorąc pod uwagę przepisy art. 19 dyrektywy RED II, mechanizm gwarancji pochodzenia nie może zostać wprost wykorzystany do tego celu. Do rozważenia dla tego celu mógłby być np. mechanizm wydawania potwierdzeń w oparciu o gwarancje pochodzenia, że dany wolumen ciepła posiada status ciepła z OZE.	**Uwaga wyjaśniona** Dyskusja na ten temat trwa – w kontekście elektryfikacji ciepłownictwa istotne są rozmowy na poziomie dyskusji w Unii Europejskiej, które mają na celu zaliczanie ciepła wytworzonego z energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii jako ciepła z OZE – „zielone ciepło”.
166.		Polskie Towarzystwo Elektrociepło	W obrębie ustawy o odnawialnych źródłach energii planowane jest wprowadzenie definicji „ciepło od-	**Uwaga nieprzyjęta**

	Uwaga ogólna	wni Zawodowych	padowe i chłód odpadowy". Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem będą zobowiązane do przekazywania Prezesowi URE w sprawozdaniach ilości oraz udziału dostarczonego ciepła odpadowego w całkowitej ilości ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych. Ponadto koszty w zakresie budowy, modernizacji i przyłączenia źródła ciepła odpadowego wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%; będą mogły zostać odzwierciedlone w taryfach dla ciepła. Mając na uwadze wprowadzane regulacje związane z ciepłem odpadowym należy wskazać, że poza definicją legalną o nieostrym charakterze ustawodawca nie proponuje przepisów, które pozwalają na jednoznaczne określenie jakie rodzaje instalacji, klasy temperaturowe, czynniki przekazujące wykorzystywane do odzyskiwania, pozwalają uznać odpowiedni strumień ciepła za ciepło odpadowe. Wątpliwości budzi również sposób rozliczania ciepła odpadowego w kogeneracji, w kontekście rozdziału od energii cieplnej pochodzącej z ciepła z kogeneracji. W związku z przedstawionymi zagadnieniami pod rozwagę przedkłada się ustanowienie rozporządzenia technicznego, które określałoby kryteria zaliczania i parametry pozwalające uznawać ciepło za ciepło odpadowego.	Zarówno ciepło z kogeneracji, jak i ciepło wytworzone w procesie spalania odpadów nie spełnia wymogów UE, aby zaliczyć go do ciepła odpadowego. Na chwilę obecną zaproponowana definicja jest uznana za wystarczającą.
167.	Uwaga ogólna	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	Zmiana w systemie wsparcia jednostek wykorzystujących biomasę nowelizacja powinna dokonać zmian w systemie wsparcia dla jednostek wykorzystujących biomasę, wobec faktu, że obecny w formie aukcji OZE nie wygenerował nowych, znaczących mocy w systemie elektroenergetycznym, a dla pla-	**Uwagi nieprzyjęte** Uwagi nieprecyzyjne. Zmiany w systemach wsparcia dla jednostek wykorzystujących biomasę, wspieranie współspalania biomasy z odpadami RDF, jak i analiza uwarunkowań technicznych dotyczących instalacji oraz konwersji

			nowanych jednostek nakładane są kolejne nowe obowiązki wynikające z Dyrektywy RED2; W odpowiedzi na pismo Pana Ministra Ireneusza Zyski z dnia 23 listopada 2021 r., PTEZ przedstawił propozycję, które mogłyby wpłynąć na ograniczenie, bądź usunięcie barier rozwoju rynku biomasy. Niestety postulaty te nie zostały uwzględnione w nowelizacji.	instalacji z węglowych na biomasowe, będą przedmiotem prac Zespołu ds. zwiększenia udziału zrównoważonej biomasy w krajowym systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym, powołanym Zarządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 26.05.2022 r.
168.	Uwaga ogólna	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	Zmiana modelu wsparcia nowych jednostek wykorzystujących biomasę W wyniku wygrania aukcji OZE proponujemy wypłatę wsparcia w formie dopłaty do sprzedawanej energii, na wzór rozwiązania zastosowanego w ustawie CHP, waloryzowanej wskaźnikiem inflacji. Obecna konstrukcja mechanizmu wypłaty wsparcia w formie ujemnego salda (w tym ceny referencyjnej) nie zapewnia wystarczających przychodów dla wytwórcy energii z biomasy. Należy wskazać, że po wygraniu aukcji wytwórca przyjmuje zobowiązanie na 15 lat, sankcjonowane wysokimi karami w przypadku nie wytworzenia energii elektrycznej w co najmniej 85% ilości wskazanej w swojej ofercie. Natomiast wytwórca nie jest w stanie zakontraktować biomasy na okresy dłuższe niż 2 - 3 lata. A nawet jak pozyska takie kontrakty, to obecna sytuacja na rynku paliw spowodowała, że dostawcy biomasy „zrywają" takie kontrakty, płacąc kary umowne. Wprowadzenie modelu wypłaty wsparcia w formie dopłaty do sprzedawanej energii (premii dla wytwórcy) w większym stopniu zniweluje ryzyka związane z kontraktacją biomasy.	**Uwaga wyjaśniona** Wskazane problemy w zakresie systemów wsparcia dla jednostek wykorzystujących biomasę, możliwych rozwiązań sprzyjających osiągnięciu stabilności i bezpieczeństwa długoterminowych dostaw biomasy z uwzględnieniem uwarunkowań logistycznych, w tym uwarunkowań transportowych oraz możliwości magazynowych, są przedmiotem prac *Zespołu do spraw zwiększenia udziału zrównoważonej biomasy w krajowym systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym,* powołanego w tym celu Zarządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 26 maja 2022 r. w sprawie powołania Zespołu do spraw zwiększenia udziału zrównoważonej biomasy w krajowym systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym (Dziennik Urzędowy Ministra Klimatu i Środowiska z 2022 r., poz. 21). Zespół wypracuje rekomendacje rozwiązań legislacyjnych i pozalegislacyjnych

169.	Uwaga ogólna	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	Przedłużenie wsparcia operacyjnego dla istniejących instalacji OZE, na wzór premii gwarantowanej w systemie CHP. Wsparcie w formie dopłaty do ceny sprzedaży energii elektrycznej, określane każdego roku w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska, uzależnione w szczególności od zmieniającej się ceny biomasy. Dla istniejących instalacji OZE wykorzystujących biomasę, wsparcie w formie świadectw pochodzenia, skończy się po 15 latach. Zatem od tego roku z systemu wsparcia będą „wychodzić" kolejne instalacje biomasowe. W celu pokrycie kosztów operacyjnych (głównie dot. zakupu biomasy) proponuje się pilne uruchomienie dalszego wsparcia dla tych instalacji. Nowe wsparcie operacyjne powinno uwzględniać różnorodność jednostek (wielkość mocy, wypełnianie obowiązków dot. KZR, czy biomasy agro). Proponowane w projekcie nowelizacji aukcje na wsparcie operacyjne nie dostrzegają tych różnic w kosztach funkcjonowania istniejących instalacji biomasowych.	**Uwaga nieprzyjęta** Zakładany system wsparcia operacyjnego uwzględnia poziom mocy zainstalowanych jednostek, udział procentowy biomasy agro, czy wypełnianie obowiązków dot. KZR w takim samym stopniu jak istniejące obecnie systemy wsparcia, przede wszystkim FiT/FiP oraz system aukcyjny. Celem ustawodawcy nie było wprowadzenie do uOZE zupełnie nowego systemu wsparcia opartego o całkowicie inne założenia, ale takie skonstruowanie nowego systemu wsparcia operacyjnego, by był on jak najbardziej zbliżony do przepisów zawartych w uOZE. Wynika to z faktu, że wytwórcy operujący na rynku znają obecne systemy wsparcia instalacji OZE. Dodatkowo, ze względu na rozmiar rynku instalacji OZE i dużą liczbę instalacji, które mogą skorzystać z systemu wsparcia operacyjnego, jak również wymóg minimum corocznego monitorowania poziomu kosztów i powiązaną z tym coroczną możliwość wzięcia udziału w aukcji przez tą samą instalację, nie jest możliwa indywidualizacja systemu na wzór premii gwarantowanej w systemie CHP. Dodatkowo należy wskazać, że vacatio legis przedmiotowych przepisów przewidziane jest do dnia 1 lipca 2025 r.
170.	Uwaga ogólna	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	Dodanie możliwości określania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach OZE, które wytwarzają ciepło w ramach źródeł składających się z wielu jednostek wytwarzających ciepło, np. na wzór metody proporcjonalnej, o której mowa w art. 92 ust. 12 uOZE, czy przepisów rozporządzenia Ministra Energii z dnia 23 września 2019 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania z systemu wsparcia oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga wykracza poza dyrektywę RED II.

171.	Uwaga ogólna	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja**: „dedykowana instalacja spalania wielopaliwowego – instalację spalania wielopaliwowego, w której udział liczony według wartości energetycznej biomasy, biopłynów, biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu jest większy niż 15% w łącznej wartości energetycznej wszystkich spalonych paliw, w tym odpadów w rozumieniu ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (Dz. U. z 2019 r. poz. 701, 730, 1403 i 1579 z późn. zm.), zużytych do wytworzenia energii elektrycznej lub ciepła w tej instalacji w okresie rozliczeniowym określonym we wniosku, o którym mowa w art. 45 ust. 1, albo w okresie rozliczeniowym, o którym mowa w art. 83 ust. 2, o ile instalacja ta: a) jest wyposażona w odrębne linie technologiczne służące do transportu do komory paleniskowej biomasy, biopłynu, biogazu lub biogazu rolniczego lub b) wykorzystuje technologię fluidalną przeznaczoną do spalania odpadów przemysłowych wspólnie z paliwami kopalnymi lub paliwami powstałymi z ich przetworzenia oraz z biomasą, biopłynem, biogazem, biogazem rolniczym lub biometanem lub; c) jest współspalarnią odpadów w rozumieniu ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (Dz.U. z 2019 r. poz. 701, 730, 1403 i 1579), w której część wytwarzanej energii elektrycznej i ciepła pochodzi z ulegającej biodegradacji części odpadów przemysłowych lub komunalnych, pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania	**Uwaga nieprzyjęta**

			części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów, wykorzystującą do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła także biomasę, biopłyn, biogaz, biogaz rolniczy, biometan lub inne paliwa;”;”” **Uzasadnienie:** „Mając na uwadze potrzebę transformacji sektora, w tym również m.in. poprzez wzrost produkcji ciepła z OZE, w opinii PTEZ niezbędne jest wprowadzenie zmian regulacyjnych dot. zmiany definicji w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w celu umożliwienia instalacjom wielopaliwowym wykorzystania różnego rodzaju paliw w różnym ich udziale. Celem proponowanych zmian jest umożliwienie instalacjom wielopaliwowym wykorzystania różnego rodzaju paliw w różnym ich udziale, w szczególności wspólnego spalania biomasy, biopłynów, biogazu, biogazu rolniczego, odpadów przemysłowych lub komunalnych i ewentualnie paliw kopalnych. Wprowadzenie propozycji umożliwi wytwórcom energii elektrycznej i ciepła posiadającym obecnie zdefiniowane w ustawie OZE dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, instalacje termicznego przekształcania odpadów lub instalacje spalania wielopaliwowego na zmianę używanych w miksie paliwowym paliw kopalnych na inne rodzaje paliw stanowiących odnawialne źródła energii, np. w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego współspalającej biomasę z węglem, zamianę węgla na odpady lub w instalacji termicznego przekształcania odpadów współspalającej odpady z węglem, zamianę węgla na biomasę.	

			Propozycja umożliwi wprowadzenie zmian na poziomie ustawy, co zapewni wprowadzenie dla branży jednoznacznych zasad wykluczających możliwości i różnice interpretacyjne.	
172.	Uwaga ogólna	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** „instalacja spalania wielopaliwowego – instalację odnawialnego źródła energii wykorzystującą do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła biomasę, biopłyn, biogaz, biogaz rolniczy lub biometan z innymi paliwami, w tym z odpadami w rozumieniu ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (Dz. U. z 2019 r. poz. 701, 730, 1403 i 1579 z póź. zm.);”. **Uzasadnienie (takie jak punkt wyżej):** „Mając na uwadze potrzebę transformacji sektora, w tym również m.in. poprzez wzrost produkcji ciepła z OZE, w opinii PTEZ niezbędne jest wprowadzenie zmian regulacyjnych dot. zmiany definicji w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w celu umożliwienia instalacjom wielopaliwowym wykorzystania różnego rodzaju paliw w różnym ich udziale. Celem proponowanych zmian jest umożliwienie instalacjom wielopaliwowym wykorzystania różnego rodzaju paliw w różnym ich udziale, w szczególności wspólnego spalania biomasy, biopłynów, biogazu, biogazu rolniczego, odpadów przemysłowych lub komunalnych i ewentualnie paliw kopalnych. Wprowadzenie propozycji umożliwi wytwórcom energii elektrycznej i ciepła posiadającym obecnie zdefiniowane w ustawie OZE dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, instalacje termicznego przekształcania odpadów lub instalacje spalania wielopaliwowego na zmianę używanych w miksie paliwowym paliw kopalnych	**Uwaga nieprzyjęta**

			na inne rodzaje paliw stanowiących odnawialne źródła energii, np. w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego współspalającej biomasę z węglem, zamianę węgla na odpady lub w instalacji termicznego przekształcania odpadów współspalającej odpady z węglem, zamianę węgla na biomasę. Propozycja umożliwi wprowadzenie zmian na poziomie ustawy, co zapewni wprowadzenie dla branży jednoznacznych zasad wykluczających możliwości i różnice interpretacyjne.	
173.	Uwaga ogólna	Columbus Energy	Proponuje się rozliczanie energii pod kątem podatkowym prosumentów, niezależnie od tego czy sumaryczne bilansowanie dotyczy ilości lub wartości energii wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej Nowi prosumenci (których obejmie net-billing) są narażeni na wiele czynników wpływających na ekonomię decyzji inwestycyjnej w mikroinstalację, a więc proponowana zmiana ma na celu zachowanie korzystnego dla prosumentów sposób rozliczania energii ze względu na podatki. Skutek prawny będzie analogiczny jak w przypadku „modelu opustów" (obowiązującego jeszcze obecnie). Kontynuacja aktualnego sposobu patrzenia na energię wprowadzoną i pobieraną przez prosumentów (zarówno pod kątem ilościowym jak i wartościowym) - zwolnienie z podatku od towarów i usług, a także z podatku akcyzowego pozwoli na zwiększenie ilości ofert tego typu na rynku, zwiększenie korzyści dla prosumentów dzięki większej swobodzie zawierania umów o handlu partnerskim między prosumentami a spółkami obrotu, a także umożliwi inne	**Uwaga częściowo przyjęta** W zakresie akcyzy przepisy zostaną doprecyzowane w celu likwidacji zidentyfikowanej luki prawnej. Zwolnienia akcyzowe powinny zostać umieszczone w ustawie akcyzowej. W pozostałym zakresie (VAT) zagadnienie będzie przedmiotem analiz, ponieważ obszar podatkowy podlega właściwości MF.

			rynkowe sposoby rozliczeń między uczestnikami rynku. W ramach obecnie obowiązującego na podstawie art. 4 ust. 1 ustawy o OZE mechanizmu rozliczania energii elektrycznej wprowadzonej do sieci wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez prosumenta podstawą opodatkowania jest ilość energii po dokonaniu wcześniejszego sumarycznego bilansowania energii wprowadzonej i pobranej z sieci. Jedynie energia, która nie jest pokryta tą wyprodukowaną i wprowadzoną do sieci przez prosumenta podlega opodatkowaniu, w tym stanowi podstawę kalkulacji podatku VAT przez sprzedawcę. Ten sposób rozliczeń dotyczy zarówno mechanizmu ustawowego, opartego o art. 4 ustawy o OZE jak i przypadków, gdy prosument zawrze ze sprzedawcą umowę modyfikującą te zasady np. na korzystniejsze dla siebie.	
174.	Uwaga ogólna	Columbus Energy	Propozycja poszerzenia źródeł OZE, z których produkowane jest ciepło w pompach ciepła o fotowoltaikę i elektrownie wiatrowe Następuje ciągły rozwój OZE, magazynowanie energii (godzinowe, sezonowe) oraz powstają systemy zarządzania i sterowania. Dlatego zastanawiające jest, dlaczego wyłączono z definicji zasilanie pomp ciepła w energię słoneczną lub wiatrową, co powoduje, że nadmiar energii z OZE nie może zostać wykorzystany do taniej produkcji energii cieplnej lub chłodu. Proponuje się dodać zapisy w ustawie uwzględniające energię zasilającą z fotowoltaiki i wiatru jako energię, która może zasilać pompy ciepła pod systemy ciepłownicze i chłodnicze w nawiązaniu do obowiązku.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga niejasna i nie odnosi się do żadnego określonego przepisu.

175.	Uwaga ogólna	Columbus Energy	Proponuje się wykreślić wyłączenie Mikroinstalacji z możliwości starania się o gwarancje pochodzenia oraz wytwórcy z mikroinstalacji nie będą obarczeni opłatami funkcjonowania Rejestru Gwarancji Pochodzenia. Gwarancja pochodzenia jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji dwutlenku węgla oraz, że określona w tych dokumentach odpowiednio ilość energii elektrycznej, biometanu, wodoru odnawialnego albo ciepła lub chłodu została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii i została wprowadzona odpowiednio do sieci elektroenergetycznej. W przypadku Mikroinstalacji wyłączenie tego typu instalacji z prawa pozyskania byłoby działaniem dyskryminującym, zwłaszcza że Mikroinstalacja może mieć mieć nawet do 50 kW mocy elektrycznej. Wytwórcy niezależnie od rozmiaru instalacji powinni mieć możliwość występowania o GP, żeby wykazać swoje starania w ochronę środowiska i zmniejszania swojego śladu środowiskowego. Proponowane zmiany organizacyjne: - Rejestr Gwarancji Pochodzenia jest narzędziem cyfrowym, więc wprowadzenie odpowiednich zmian nie stanowi długiego czasu i kosztu - zasadnym byłoby rozszerzenie możliwości rejestracji wniosku dla więcej niż 1 źródła wytwórczego przez jeden podmiot (idea agregacji lub pełnomocnika byłaby rozwiązaniem, aby ograniczyć konieczną biurokrację dla wydawania decyzji).	**Uwaga wyjaśniona** Uzasadnieniem tego stanu rzeczy jest przede wszystkim marginalny udział podmiotów posiadających takie instalacje w rejestrze gwarancji pochodzenia, a także niskie korzyści finansowe dla prosumentów z potwierdzania pochodzenia nadwyżek energii. Dodatkowo zgodnie z art. 19 ust. 2 Dyrektywy RED II, wydawanie gwarancji pochodzenia może podlegać wymogowi minimalnej mocy. Należy również podkreślić, że rozszerzenie możliwości rejestracji wniosku na więcej niż jedno źródło wytwórcze w sposób istotny wpłynęłoby na funkcjonujący system informatyczny TGE.
176.	Uwaga ogólna	Columbus Energy	Rekomenduje się zwiększenie mocy instalacji OZE nie wymagających uzyskania WP ani PnB do 150	**Uwaga wyjaśniona**

			kW, oraz zniesienie konieczności uzyskania WP oraz PnB, jeśli maksymalna moc wprowadzana do sieci OSD nie przekracza 50 kW mocy na wyjściu. Aktualnie obowiązujące prawo zezwala na instalację źródeł OZE o mocy do 50 kW bez konieczności uzyskania warunków przyłączenia oraz pozwolenia na budowę. Z perspektywy prawa budowlanego oraz uzyskiwania warunków przyłączenia - postuluje się, aby pozwolenia na budowę i warunków przyłączenia nie musiały uzyskiwać instalacje, które z punktu widzenia sieci (maksymalnego wyprowadzenia mocy) wciąż pozostaną mikroinstalacjami (moc na wyjściu na sieć nie przekracza 50 kW), a po stronie odbiorcy będą mogły być bez ograniczeń prawnych rozbudowywane. Rynek i biznes zweryfikuje wówczas maksymalne moce - a sami odbiorcy zweryfikują potrzeby pod kątem maksymalizacji autokonsumpcji.	Informuje się, iż projekt UC99 zakłada zdecydowane uproszczenie postępowań w zakresie instalacji OZE zidentyfikowanych w art. 29 ust. 4 pkt 3 lit. c. ustawy – Prawo Budowlane. Niemniej jednak na ten moment nie zakłada się dalszych uproszczeń szczególnie w obszarach postępowań budowlanych, które to musza zostać poprzedzone szczegółowymi analizami. Dodatkowo warto zaznaczyć, że Dyrektywa RED II zakłada obowiązek określonego skrócenia czasu wydawania pozwoleń administracyjnych. Dyrektywa nie posługuje się jednoznacznym wymogiem co do zniesienia konieczności wydawania pozwolenia na budowę lub uzyskania warunków przyłączenia dla instalacji OZE. Akt ten zaznacza tylko, że etap postępowań administracyjnych powinien trwać określony czas, ale to w jaki sposób dane Państwo członkowskie doprowadzi do spełnienia tego wymogu leży w gestii projektodawcy.
177.	Uwaga ogólna	Columbus Energy	Zwolnienie sprzedaży energii elektrycznej w modelach PPA od niektórych opłat. Powstawanie dużej ilości instalacji OZE w pobliżu odbiorców lub na ich potrzeby powinno być traktowane przez ustawę jako pożądany i trwały sposób zmiany miksu energetycznego po stronie odbiorców, którzy z jednej strony zmniejszają swoje zapotrzebowanie na energię dostarczaną z sieci, a z drugiej zwiększają udział energii odnawialnej w krajowym miksie energetycznym. Ponieważ takie inwestycje wymagają nakładów ze strony odbiorców (dostawca PPA jest wtedy inwestorem zastępczym), rekomenduje się wprowadzenie zwolnienia z pobierania opłat za akcyzę, wymogów zakupienia/ umorzenia świadectw pochodzenia oraz opłat z tytułu opłat dystrybucyjnych dla wszystkich	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga poza zakresem regulacji.

			instalacji, które będą dostarczać energię w modelu PPA, gdy instalacja dostarcza energię za pomocą bezpośredniej linii zasilającej. W przypadku, gdy energia z instalacji OZE wpływa do sieci energetycznej (dystrybucyjnej lub przesyłowej) energia jest zwolniona z opłaty za akcyzę oraz wymogów zakupienia/ umorzenia świadectw pochodzenia. Ww. zwolnienia są częściową rekompensatą konieczności ponoszenia wydatków inwestycyjnych bezpośrednio przez odbiorców końcowych na budowę sieci energetycznej (bezpośrednia linia zasilająca) lub wzmacnianie pracy tej sieci (np. instalacje hybrydowe lub zawierające magazyny energii) w sytuacji, gdy OSD i OSP nie realizuje na bieżąco rozwoju sieci dystrybucyjnych i przesyłowych pod aktualne potrzeby większych odbiorców energii (np. przemysłowych). Bilansowanie energii (finansowe, wolumenowe bądź dostawa fizyczna) wymaga bezpośredniego udziału koncesjonowanej spółki obrotu ze względu na wymogi transparentności i bezpieczeństwa rozliczenia takiego procesu.	
178.	Uwagi ogólne	Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej (SBF)	Postulujemy przesunięcie terminu wprowadzenia większości zmian na 31.12.2023, z wielu powodów opisanych poniżej.	**Uwaga wyjaśniona** W projekcie przewidziano różne terminy wprowadzenia zmian, uwzględniając skomplikowany charakter rozwiązań oraz czas niezbędny na przygotowanie się wytwórców i innych podmiotów, których one dotyczą.
179.	Uwagi ogólne	Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej (SBF)	Proponowalibyśmy możliwość przeznaczania gruntów klas IV pod instalacje PV bez konieczności wyłączania ich z produkcji rolnej. Postulowalibyśmy również możliwość tworzenia systemów agrofotowoltaicznych na gruntach dowolnych klas – gdzie udział rocznej wartości produkcji rolniczej musiałby wynosić min XX % przychodów z terenów zagospo-	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga nie dotyczy przedmiotu projektu. Należy jednocześnie podkreślić, że kwestia agrofotowoltaiki została zaadresowana w Porozumieniu sektorowym PV, które to wskazuje ten segment jako jeden z najważniejszych kierunków rozwoju rynku

			darowanych w ten sposób (procent do przedyskutowania). Postulujemy także brak wymogu planu zagospodarowania miejscowego 1 MW na klasach gruntów IV i gorszych.	fotowoltaiki. Tym samym rozwiązania w przedmiotowym zakresie zostaną wypracowane w ramach ww. inicjatywy.
180.	Uwagi ogólne	Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej (SBF)	Uważamy, że Jednostka samorządu terytorialnego (JST) nie powinna być KONIECZNYM członkiem klastra, a jedynie opcjonalnym. Klastry są odpowiednikiem promowanym przed dyrektywę RED II „społeczności energetycznych", a sama niekompatybilność koncepcji klastrowej może sprawić, że nigdy nie rozwinie się ona do oczekiwanych w UE poziomów. Zaproponowane (wcześniej i aktualnie) rozwiązania w zakresie sposobu działania klastrów energii sprowadzają się do prób administracyjnego, a nie rynkowego rozwiązania problemów ich funkcjonowania. Zapewne z tego powodu KE nieufnie podchodzi do naszych klastrów energii i będzie wymagać notyfikacji przepisów. Naszym zdaniem w ramach funkcjonujących już koncepcji klastrów energii w Polsce powinny zostać wprowadzone uproszczenia, a to; brak konieczności rejestracji podmiotów i biurokracji z tym związanej; powinny zostać wprowadzone linie bezpośrednie dla wszystkich podmiotów klastra; zamknięte systemy dystrybucyjne i/lub taryfy klastrowe ; wsparcie dla magazynów energii (w postaci ee., ciepła, , wodoru) z możliwością bezpośredniego dzielenia się nadwyżkami z uczestnikami klastra (peer-to-peer). Bez realizacji tych postulatów, klastry nadal będą w Polsce martwym tworem.	**Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie udziału jednostki samorządu terytorialnego w klastrze Dodany zostanie przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu samorządowej spółki kapitałowej, jak i spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji. **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie wprowadzenia uproszczeń Aby móc korzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (PURE). Uzyskanie wpisu jest jednym z warunków koniecznych do uzyskania wsparcia. Nie jest to wymóg nadmiernie uciążliwy. Dodatkowe wsparcie będzie mogło zostać udzielone w ramach programowania środków finansowych dla klastrów energii.
181.	Uwagi ogólne	Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej (SBF)	Proponujemy przyjąć że moc instalacji hybrydowej z bateriami (BESS) zainstalowanymi do falownika po stronie DC, to moc wyjściowa falownika, ponieważ w certyfikowanych w Polsce zestawach	**Uwaga nieprzyjęta** Postulat poza zakresem projektu UC 99.

			hybrydowych z bateriami nie ma możliwości eksportu energii z baterii i PV o mocy większej niż moc falownika po stronie AC. Warto zauważyć, że moc po stronie AC falownika hybrydowego (przekształtnika) nie zmienia się po przyłączeniu baterii i jest tą samą mocą co w przypadku pracy samego generatora PV. Zaproponowany zapis dotyczy urządzeń przekształtnikowych certyfikowanych w Polsce przez PTPiREE do pracy w mikroinstalacjach PV (np. falowników hybrydowych firm Huawey, GoddWe, Foxess i inne).	Niemniej należy podkreślić, że MKiŚ prowadzi na bieżąco analizy różnych możliwości w zakresie mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii, odpowiadającej aktualnie pojawiającym się wyzwaniom Ponadto, definicja hybrydowej instalacji OZE została uzupełniona o wymóg stopnia wykorzystania mocy stanowiący stosunek ilości MWh wytworzonej energii elektrycznej na każdy MW mocy przyłączeniowej.
182.	Uwagi ogólne	Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej (SBF)	W zakresie rozliczeń sąsiedzkich (peer-to-peer) uważamy, że w początkowym etapie wdrażania koncepcji handlu energią P2P idealnym rozwiązaniem byłoby dopuszczenia realizacji koncepcji bezpośredniej linii sąsiedzkiej (prosument-prosument lub prosument- konsument) działającej w ramach tego samego transformatora nN (to dokładnie sugeruje RED II), nawet po dedykowanej linii nN . Pewnym rozszerzeniem koncepcji handlu P2P (RED II mówi wprost o „direct marketing") mogłoby być magazynowanie energii elektrycznej lub/i ciepła we wspólnym magazynie (dla budynków zlokalizowanych w niedużej odległości od siebie) poza OSD. Naszym zdaniem powinniśmy sobie dać czas w Polsce na rozwój rozwiązań internetowych opartych na block-chain (nawet do roku 2028), choćby z tak prostego powodu, że wszędzie w nowelizacji mówi się o rozliczeniach godzinowych, a technologie rozliczeń oparte na „block-chain" (oraz podobnych) będą wymagały prezentacji danych w czasie rzeczywistym, do czego jak widać OSD nie są jeszcze gotowe – co widać po sposobie prezentacji	**Uwagi nieprzyjęte** Propozycje wykraczają poza przyjęty zakres przedmiotowego rozwiązania, który zdaniem projektodawcy prawidłowo uwzględnia koncepcję peer-to-peer, określoną w dyrektywie REDII. Przyjęte w projekcie rozwiązanie w zakresie partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii umożliwia tego typu sprzedaż energii z OZE w przypadku, gdy wytwarzającym tę energię jest prosument energii odnawialnej lub prosument zbiorowy energii odnawialnej, a zatem umożliwia transakcje prowadzone na linii prosument-prosument, prosument-konsument lub inny podmiot uregulowany przepisami ustawy OZE oraz ustawy - Prawo energetyczne. Zgodnie z dyrektywą RED II, partnerski handel energią odnawialną oznacza jej sprzedaż pomiędzy uczestnikami rynku: • na podstawie umowy zawierającej z góry określone warunki dotyczące zautomatyzowanego wykonania transakcji i płatności za nią bezpośrednio między uczestnikami rynku, albo • pośrednio poprzez certyfikowanego uczestnika rynku będącego stroną trzecią, takiego jak koncentrator.

			danych produkcji z wielogodzinnym opóźnieniem wynikające z przetwarzania „wsadowego" a nie w czasie rzeczywistym. Można tu zacytować przepis z ustawy :. „Sprzedawca wskazany, na podstawie danych pomiarowych przekazanych przez OSD, dokonuje rozliczenia członków klastra energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych stron porozumienia tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej."). Ta niespójność wyklucza możliwości stosowania systemów czasu rzeczywistego np. w klastrach, do których w Polsce (głównie OSD i OSP) jest technologicznie jeszcze bardzo daleko.	RED II nie wskazuje zatem, że przedmiotowa koncepcja zakłada stworzenie możliwości handlu bezpośredniego z pominięciem OSD. Jednocześnie zaproponowane przez projektodawcę przepisy nie uniemożliwiają tego typu rozwiązań. Jednocześnie należy wskazać, że względem wersji pierwotnej przepisy zostały doprecyzowane w kontekście sprzedaży energii w ramach handlu P2P, przy jednoczesnym posiadaniu umów ze sprzedawcą i dokonywaniu rozliczeń energii, zgodnie z art. 4 ustawy OZE. Ponadto dookreślone zostały przepisy w zakresie zasad współpracy uczestników handlu P2P z właściwymi Podmiotami Odpowiedzialnymi za Bilansowanie. Dodatkowo należy wskazać, że vacatio legis przedmiotowych przepisów przewidziane jest do dnia 1 stycznia 2026 r.
183.	Uwagi ogólne	Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej (SBF)	Naszym zdaniem planowana nowelizacja prawa budowlanego w zakresie instalacji PV do 150 kW – powinna zakładać uproszczoną procedurę wydawania warunków przyłączeniowych. Naszym zdaniem układ taki wymagałby jedynie nowego układu zabezpieczeń w stronę poboru. Postulowalibyśmy wydanie warunków w ciągu max w 14 dni (o ile miał już przydzieloną moc) założeniem. Koszty takiego przyłączenia powinny leżeć po stronie OSD.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga poza zakresem projektu. Niemniej należy podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problemy przyłączeniowe, które związane są przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.
184.	Uwagi ogólne	Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej (SBF)	Mamy zasadnicze pytanie czy Ustawodawca zakłada, że KPK będzie miał wiedzę i kompetencję również w zakresie spraw związanych z nowych przyłączeniem instalacji OZE do miejscowego OSD, czy w tym zakresie obywatel będzie odsyłany do OSD jak to ma miejsce aktualnie?. KPK to jest to idea która już powinna funkcjonować w Polsce od wielu lat (2016r) a ciągle nie możemy doczekać się	**Uwaga wyjaśniona** KPK będzie udzielać informacyjnego wsparcia również w zakresie warunków przyłączenia do sieci, o których mowa w art. 7 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne. Oznacza to, że pracownicy KPK będą musieli posiadać wiedzę z tego zakresu, aby właściwie przeprowadzić informacyjnie wnioskodawcę przez ten proces.

			dobrej definicji KPK. Problem w tym, że OSD mając świadomość swojej niepodważalnej na danym terenie pozycji monopolisty – nawet latami nie odpowiadają nawet (mamy zdiagnozowane takie sytuacje) na podstawowe pytania z zakresu przyłączenia instalacji OZE do ich sieci nN. Czy KPK rozwiąże ten problem? Czy będą tam pracowali lepsi fachowcy niż dziś pracujący w OSD? Wg proponowanych zapisów KPK powinien się zajmować (jego kompetencje to w szczególności „rozwoju i wykorzystania odnawialnych źródeł energii" oraz dostarczać informacje w zakresie „przyłączeniowym (warunki przyłączenia do sieci),". Zapis w ust. 8 noweli precyzuje kwestię rozpatrywania przez KPK składanych wniosków w przeciągu 45 dni lub 75 dni jeżeli potrzebne jest zasięgnięcie informacji od innego podmiotu. Okres oczekiwania 75 dni – czyli prawie 2,5 miesiąca na informację nt. przyłączenia – nie będzie naszym zdaniem udrożnieniem, a wręcz zablokowaniem rozwoju OZE w Polsce. Sugerujemy zmianę tego zapisu na 15 i 30 dni odpowiednio. Chcielibyśmy również zapytać, czy KPK będzie miał informacje o aktualnym procentowym obciążeniu transformatorów nN do których planowane będzie przyłączenie mikroisntalacji ? Przeciwdziałałoby to w prosty sposób przeciążaniom na liniach nN. Również naszym zdaniem prowadzenie informacji KPK przez „za pomocą specjalnego formularza kontaktowego znajdującego się na stronie internetowej" może znacznie ograniczyć możliwość zadawania pytań otwartych (ograniczając je jedynie do standardowych określonych w ww. formularzu) a tym samym wypaczy idę umożliwienia informowania zainteresowanych stron - opisaną w	W przypadku gdy w zasobach informacyjnych urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu będzie brak informacji niezbędnych do udzielenia odpowiedzi na pytanie KPK zwracać się będzie z wnioskiem o udzielenie odpowiedzi na to pytanie do właściwych organów lub podmiotów. Oznacza to, że KPK występować będzie do innych podmiotów, co otwiera dodatkową ścieżkę do otrzymania przez wnioskodawcę właściwych informacji. Niemniej jednak podkreśla się, że KPK to organ informacyjny i nie może wprowadzić dodatkowych sankcji na podmiot, który zdaniem wnioskodawcy rozpatruje sprawy ze zwłoką. Takie przepisy już funkcjonują w obecnych przepisach. Co do terminów udzielania odpowiedzi przez KPK należy poinformować, iż posłużono się doświadczeniem w realizacji Programu „Mój Prąd", realizowanego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Podkreślenia wymaga, że tylko w skali programu „Mój Prąd", dotyczącego finansowania już ukończonych inwestycji, oznacza się obciążenie na poziomie około 500 połączeń telefonicznych dziennie. KPK tyczyć się będzie całego etapu inwestycyjnego OZE dlatego też wydaje się, iż terminy są adekwatne do obciążenia i skali merytorycznej.

			dyrektywach UE, w szczególności RED II. Ten sam problem Prosumenci mają dziś po wprowadzeniu przez OSD nowych – zamkniętych - formularzy do zgłaszania mikro instalacji.	
185.	Uwagi ogólne	Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej (SBF)	Domagamy się uściślenia pojęcia „Integratorzy" – uważamy, że aktualnie podmiot ten nie został doprecyzowany w zakresie podmiotowości oraz tym, jakie uprawnienia ma on posiadać ?	**Uwaga wyjaśniona** Przedmiotowy projekt nie zawiera pojęcia „integrator", lecz „agregator", którego zakres funkcjonowania został określony w projekcie UC74. Użyte w OSR pojęcie koncentrator stanowi jedynie cytat z dyrektywy RED II. Rozróżnienie pomiędzy pojęciami „agregator" a „koncentrator" wynika z błędnego tłumaczenia dyrektywy RED II na język polski. W rzeczywistości są to więc pojęcia tożsame.
186.	Uwagi ogólne	Columbus Energy	Proponowane jest rozszerzenie obszaru ograniczania obciążenia szczytowego poza klastry energii. Proponowane działania rozumiane jako realne świadczenia usług na rzecz sieci elektroenergetycznych warto rozszerzyć poza obszary klastrów. Klastry z założenia mają na celu poprawę rozpływów (m.in. wymogi autokonsumpcji rocznej energii wytworzonej przez członków klastra). Warto rozszerzyć takie możliwości na inne obszary sieci elektroenergetycznej (inne niż klastry), które już dzisiaj mają wyzwania, które mogłyby być rozwiązane dzięki działaniom OSD i podmiotom świadczącym w przyszłości takie usługi. Dzięki temu sieć będzie mogła lepiej pracować i tym samym być w stanie realizować ustawowe obowiązki przyłączania mikroinstalacji.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
187.	Uwagi ogólne	Columbus Energy	Obszar ograniczania obciążenia szczytowego	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

			Proponuje się, aby rozszerzyć definicję obszarów, by obejmowała o więcej niż jedna stacja SN/nN,kilku sąsiadujących stacji SN/nN lub zasilane stacje SN/nN z jednej linii SN. Działania poprawiające obciążenia szczytowe najłatwiej realizować jest na poziomie jak zaproponowano, przy czym sieci elektroenergetyczne mają kłopoty (w zakresie obciążeń szczytowych i/lub lokalnych wzrostów poziomu napięć spowodowanych nadprodukcją z mikroinstalacji) na obszarze nawet kilku stacji SN/nN (często sąsiadujących stacji tego samego ciągu liniowego SN), a więc zawężenie niezasadnie zmniejszy potencjał poprawy sytuacji w sieci niskiego napięcia. Wydaje się to tym bardziej potrzebne, im sieć niskiego napięcia jest dalej od dużych miast, stacji GPZ (110/SN) i pojawia się w sieci mieszanki dużego zapotrzebowania domów jednorodzinnych z rocznym zapotrzebowaniem na energię 7-14 MWh oraz występowaniem pomiędzy miikroinstalacji. Podmioty wiedzące jak to osiągnąć nowymi rozwiązaniami technologicznymi będą w stanie wspomóc OSD, przy czym zgodnie z propozycją zapisów w Ustawie, to OSD będzie określać na jakich obszarach potrzebuje wsparcia w postaci usług polegających na zmniejszeniu mocy szczytowych obciążających infrastrukturę sieciową, poprzez aktywne zarządzanie zapotrzebowaniem i wytwarzaniem energii elektrycznej.	
188.	Uwagi ogólne	Columbus Energy	**Cable pooling dla OZE** Konieczne spojrzenie na miejsce przyłączenia jako moc na węźle, a nie to w jaki sposób ta moc jest wytwarzana/generowana (bezpośrednio związane też z instalacjami hybrydowymi)	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga poza zakresem projektu. Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim

			Ustawa powinna zachęcać OSD, OSP oraz inwestorów do maksymalizacji wykorzystania możliwości obciążenia linii energetycznych, które już dzisiaj stanowią przyłączenie dla wszystkich instalacji OZE (mikroinstalacje, małe i duże) oraz które poszerzą się o nowe instalacje w przyszłości. Nie powinno się ograniczać, które technologie można łączyć lub jaki ma być minimalny lub maksymalny poziom współdzielenia, ponieważ te kwestie rozstrzygnie umowa między podmiotem, który otrzymał pierwotne warunki przyłączenia a podmiotem, który będzie współdzielił linię energetyczną pod warunkiem utrzymania pierwotnych warunków wydanych przez OSD i OSP.	z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.
189.	Uwagi ogólne	Columbus Energy	Partnerski handel energią powinien być realizowany przez podmioty mające koncesję na obrót energią elektryczną. Partnerski handel energią z odnawialnych źródeł energii nie stanowi obrotu zgodnie z propozycją, choć z perspektywy prawidłowego rozwoju tego nowego przyszłego obszaru prosumeryzmu powinien być realizowany przez podmioty mające koncesję na obrót energią elektryczną. Takie podejście nie będzie powodować, że zmniejszy się konkurencja (w Polsce jest kilkanaście dużych spółek obrotu posiadających koncesję). Nie dojdzie do tego ze względu na istnienie co najmniej kilkudziesięciu spółek obrotu potencjalnie zainteresowanych takimi usługami, a klienci zaufanie mając z drugiej strony firmy trzecie mające nad sobą nadzór URE, że te firmy nie będą chcieć stosować podejrzanych praktyk lub szkodzących promocji handlu partnerskiego. Analogiczne podejście funkcjonuje na rynku giełd kryptowalut, które prowadzone przezpodmioty będące pod nadzorem Komisji Nadzoru Finansowego i	**Uwagi częściowo przyjęte** Uczestnictwo w handlu P2P pozostanie możliwe w przypadku prosumentów oraz konsumentów. Taki cel wynika z dyrektywy 2018/2001. Zmianie ulegną uregulowania dotyczące obrotu energią elektryczną, co będzie miało bezpośrednie przełożenie na wymóg posiadania koncesji przez podmioty realizujące handel P2P.

			jej odpowiedników na innych zagranicznych rynkach bardzo dobrze się sprawdziły pod kątem zbudowania odpowiedniej wiarygodności i stosowania wysokiej klasy rozwiązań IT. Ponadto, umożliwia się funkcjonowanie małych instalacji OZE (zgłoszone w rejestrze MIOZE) w handlu partnerskim ze względu na ograniczone możliwości powstawania nowych mikroinstalacji (brak warunków przyłączenia dla sieci nN lub braki możliwości instalacyjnych na dachach zabudowań) dzięki czemu takie obszary będą przeciwdziałać powstawaniu efektu ubóstwa energetycznego.	
190.	Art. 1 pkt 1c projektu ustawy (Art. 1 pkt 3 ustawy OZE)	UPEBI, ISEE	Proponuje się nadać art. 1 pkt 3 uOZE brzmienie: *„3) zasady wydawania gwarancji pochodzenia dla wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii: energii elektrycznej, biometanu,* ***biogazu, biogazu rolniczego*** *ciepła albo chłodu oraz wodoru odnawialnego”* Proponuje się nadać art. 120 ust. 1 uOZE następujące brzmienie: *„1. Gwarancja pochodzenia wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii:* *1) energii elektrycznej,* *2) biometanu,* *3) ciepła albo chłodu,* *4) wodoru odnawialnego,* ***5) biogazu,*** ***6) biogazu rolniczego*** *- wyrażonych w MWh, zwana dalej „gwarancją pochodzenia”, wydawana w postaci elektronicz-*	**Uwaga przyjęta**

			nej, jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji dwutlenku węgla oraz, że określona w tych dokumentach odpowiednio ilość energii elektrycznej, biometanu, ***biogazu, biogazu rolniczego,*** *wodoru odnawialnego albo ciepła albo chłodu została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii i została wprowadzona do sieci odpowiednio elektroenergetycznej, gazowej albo sieci ciepłowniczej lub chłodniczej, do której podłączony jest co najmniej jeden odbiorca inny niż podmiot wytwarzający energię lub została wprowadzona w inne miejsce zgodnie ust. 5."* Należy postulować rozszerzenie mechanizmu gwarancji pochodzenia również o sam biogaz oraz biogaz rolniczy. Nie znajduje uzasadnienia ograniczenie prawa do pozyskiwania gwarancji pochodzenia wyłącznie do biometanu oraz wodoru odnawialnego.	
191.	Zmiana art. 2 pkt 3b ustawy OZE	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych SPEO	**Propozycja:** Proponuje się ujednolicenie definicji biomasy rolniczej w ustawach powiązanych tj ustawie OZE oraz nowym projekcie ustawy o biokomponentach, które obecnie są różne. Propozycja zastąpienia definicji z ustawy o biokomponentach nową definicją z uOZE." **Uzasadnienie:** Konieczność doprecyzowania w której definicji biomasy będzie się mieściła biomasa z upraw energetycznych oraz z wycinki w obszarach infrastruktury drogowej i kolejowej, którą obecnie klasyfikuje się jako biomasę agro (rolniczą).	**Uwaga wyjaśniona** Rozróżnienie biomasy pochodzenia rolniczego w ustawie o odnawialnych źródłach energii ma znaczenie dla prawidłowego stosowania przewidzianego w art. 60a ust. 2 wymogu zachowania minimalnego udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznym udziale wagowym biomasy wykorzystanej do wytworzenia energii elektrycznej. Nie odnosi się ono jednak do przepisów dotyczących kryteriów zrównoważonego rozwoju w odniesieniu do takiej biomasy. Natomiast przepisy dotyczące „biomasy rolniczej" w rozumieniu art. 2 pkt 25 Dyrektywy 2018/2001, dla realizacji jej postanowień w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju, będą wdrażane w ustawie o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (UC110).

192.	Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy (Art. 2 pkt 3c ustawy OZE)	UPEBI, ISEE	Proponujemy nadać definicji biometanu następujące brzmienie: „biometan – gaz uzyskany z biogazu lub biogazu rolniczego" Jednocześnie proponujemy, aby szczegółowe parametry biometanu (w tym wartość ciepła spalania) były określane każdorazowo przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (w tym celu delegacja ustawowa zawarta w art. 9 ust. 1 i 2 Prawa energetycznego wymagałaby aktualizacji) W ocenie wnioskodawców parametr techniczny w postaci ciepła spalania powinien być regulowany aktem prawnym niższego rzędu (tj. rozporządzeniem). Przemawiają za tym również argumenty natury systemowej – w chwili obecnej wartości ciepła spalania dla paliw gazowych reguluje tzw. rozporządzenie systemowe gazowe, wydawane przez właściwego Ministra w oparciu o art. 9 ust. 1 i 2 Prawa energetycznego.	**Uwaga przyjęta częściowo** w zakresie wykreślenia z treści definicji biometanu wartości parametru ciepła spalania Natomiast ostateczna treść definicji będzie różnić się od zaproponowanej w uwadze, z uwagi na zasadność uwzględnienia pozostałych uwag zgłoszonych w procesie konsultacji i opiniowania, takich jak np. zasadność uwzględnienia różnych możliwości w zakresie przesyłu biometanu (sieć gazowe, forma skroplona, itp.).
193.	Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy (Art. 2 pkt 3c ustawy OZE)	PGNIG	Zmiana § 2 ust. 3 pkt. c Ustawy *„2) Biometan - gaz* ***zawierający głównie metan,*** *uzyskany z* ***uzdatniania*** *biogazu lub biogazu rolniczego, którego* ~~*wartość ciepła spalania wynosi nie mniej niż 34,0 MJ/m3*~~ ***parametry jakościowe są zgodne z Rozporządzeniem w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego****."* Uzasadnienie: Propozycja zakłada przyjęcie definicji opartej na normie PN-EN 16723-1 (powtórzona w ST-IGG-3501), bez określania minimalnej wartości ciepła	**Uwaga przyjęta częściowo** W zakresie wykreślenia z treści definicji biometanu wartości parametru ciepła spalania – przyjęto. Natomiast ostateczna treść definicji będzie różnić się od zaproponowanej w uwadze, z uwagi na zasadność uwzględnienia pozostałych uwag zgłoszonych w procesie konsultacji i opiniowania, takich jak np. zasadność uwzględnienia różnych możliwości w zakresie przesyłu biometanu (sieć gazowe, forma skroplona, itp.).

			spalania. Mogłaby ona być bowiem przyjmowana jako wymagany parametr jakościowy dla biometanu wprowadzanego do sieci gazowej. Nie ma konieczności określania minimalnej wartości ciepła spalania na poziomie ustawowym, skoro zostanie ona określona w odrębnych regulacjach. Pod rozwagę poddajemy rozszerzenie katalogu odnawialnych źródeł energii zawartego w art. 2 pkt 22 Ustawy o energię z rozprężanego gazu (tzw. geopressure).	
194.	Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy (Art. 2 pkt 3c ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A	Art. 1 pkt 2 lit. b W art. 2 po pkt 3c w brzmieniu: „3c) biometan – gaz uzyskany z biogazu, biogazu rolniczego, **odnawialnego wodoru lub w wyniku innego niż spalanie bezemisyjnego procesu termicznego przetwarzania (zgazowania/pirolizy) odpadów nie nadających się do recyklingu,** którego wartość ciepła spalania wynosi nie mniej niż 34,0 MJ/m3;” Lub zastąpienie definicji biometanu definicją metanu odnawialnego: Art. 1 pkt 2 lit. b W art. 2 po pkt 3c w brzmieniu: „3c) metan odnawialny – gaz uzyskany z biogazu, biogazu rolniczego, **odnawialnego wodoru lub w wyniku innego niż spalanie bezemisyjnego procesu termicznego przetwarzania (zgazowania/pirolizy) odpadów nie nadających się do recyklingu** którego wartość ciepła spalania wynosi nie mniej niż 34,0 MJ/m3;”	**Uwaga przyjęta częściowo** Propozycja definicji biometanu zostanie rozszerzona o pojęcie wodoru odnawialnego, w pozostałej części propozycja wykracza poza zakres regulacji. Definicja pojęcia odnawialne paliwa ciekłe i gazowe pochodzenia niebiologicznego oraz paliwa węglowe pochodzące z recyklingu uregulowane są w przepisach ustawy *o biokomponentach i biopaliwach ciekłych*.

			Lub wprowadzenie definicji metanu odnawialnego, który byłby traktowany na równi z biometanem: „3d) metan odnawialny – gaz uzyskany z **odnawialnego wodoru lub w wyniku innego niż spalanie bezemisyjnego procesu termicznego przetwarzania (zgazowania/pirolizy) odpadów nie nadających się do recyklingu**, którego wartość ciepła spalania wynosi nie mniej niż 34,0 MJ/m3;” Uzasadnienie: Proponujemy wprowadzenie definicji metanu odnawialnego lub rozszerzenie definicji biometanu o SNG - syntetyczny gaz ziemny, wytworzony na bazie odnawialnego wodoru – **zgodnie z zapisem dyrektywy RED II, wprowadzającej kategorię odnawialnych paliw ciekłych i gazowych pochodzenia nie-biologicznego**. Ślad węglowy SNG, wytworzonego przy użyciu energii odnawialnej nie odbiega od śladu węglowego biometanu wytworzonego z biogazu, który jest już zawarty w ustawie. Odnawialny metan w postaci SNG jest istotnym paliwem przejściowym w procesie wodoryzacji gospodarki, umożliwia on dekarbonizację przy użyciu istniejącej infrastruktury gazowej, która nie jest i przez najbliższy czas nie będzie dostosowana do czystego wodoru. Odnawialny metan jest najefektywniejszym nośnikiem odnawialnego wodoru, generującym najniższe koszty transportu i przechowywania wodoru, co za-	

			wdzięcza znacznie większej gęstości wodoru w jednostce objętości metanu niż posiada czysty wodór. Konwersja odnawialnego wodoru do SNG i jego transport przy użyciu istniejącej infrastruktury gazowej jest obecnie bardziej efektywnym i tańszym rozwiązaniem od transportu czystego wodoru odnawialnego – skompresowanego lub skroplonego, zwłaszcza na dalsze odległości. Jest to kluczowe rozwiązanie na wczesnym etapie wodoryzacji gospodarki. Brak uwzględnienia odnawialnych paliw gazowych i ciekłych, powstałych na bazie odnawialnego wodoru będzie skutkował zatrzymaniem rozwoju instalacji power-to-gas i power-to-x, spowolnieniem procesu wodoryzacji gospodarki oraz utraty konkurencyjności względem państw Europy zachodniej, gdzie tego typu paliwa są już wspierane. Wprowadzenie proponowanego zapisu jest szczególnie ważne w kontekście obecnej sytuacji geopolitycznej. Tego typu rozwiązanie pozwala na wytwarzanie SNG w kraju, zmniejszając zależność Państwa od gazu importowanego, jednocześnie umożliwia uruchomienie wielu rozproszonych wytwórni SNG, zwiększając bezpieczeństwo w zaopatrzeniu w gaz lokalnych społeczności. Uwaga! W przypadku akceptacji dla pojawienia się nowego terminu: **<u>metan odnawialny</u>**, zgodnie z zapisami w kolumnie obok, konieczne powielenie tego sformułowania wszędzie tam, gdzie występuje biometan.	
195.	Art. 1 pkt 2 lit. b projektu	PIGEOR	„3c) biometan – gaz uzyskany z biogazu lub biogazu rolniczego, którego wartość ciepła spalania wynosi nie mniej niż 34,0 MJ/m3;”, Uzasadnienie:	**Uwaga przyjęta**

	ustawy (Art. 2 pkt 3c ustawy OZE)		IGEOR popiera definicję biometanu w proponowanej formie. Jakkolwiek w innych przepisach, wymagania w stosunku do biometanu są doprecyzowane, głównie w zależności od sposobu i formy wykorzystania tego medium, ważne jest aby na poziomie ustawowym zdefiniować biometan i wartość jego ciepła spalania.	Definicja pojęcia „biometan" zostanie zredagowana w projekcie UC99, w tym m.in. usunięte zostanie wskazanie dotyczące wartości ciepła spalania, która to wartość uregulowana będzie w akcie wykonawczym do ustawy – Prawo energetyczne.
196.	Dodanie art. 2 pkt 3c ustawa OZE	**Izba Gospodarcza Gazownictwa/PSG sp. z o.o**	Propozycja brzmienia: Po pkt 3b w art. 2 dodaje się pkt 3c w brzmieniu: „3c) biometan – gaz zawierający głównie metan, uzyskany z uzdatniania biogazu lub biogazu rolniczego, którego wartość ciepła spalania wynosi nie mniej niż 34,0 MJ/m3;";"" Propozycja zastąpienia definicji biometanu, definicją przyjętą w normie PN-EN 16723-1 (powtórzona w ST-IGG-3501), bez określania minimalnej wartości ciepła spalania, która może być mylnie przyjmowana jako wymagany parametr jakościowy dla biometanu wprowadzanego do sieci gazowej. Nie ma konieczności określania minimalnej wartości ciepła spalania, zostanie ona określona w odrębnych regulacjach.	**Uwaga przyjęta** Definicja pojęcia „biometan" zostanie zredagowana w projekcie UC99, w tym m.in. usunięte zostanie wskazanie dotyczące wartości ciepła spalania, która to wartość uregulowana będzie w akcie wykonawczym do ustawy – Prawo energetyczne.
197.	Art. 1 pkt 2 lit. c projektu ustawy (art. 2 pkt 4c ustawy OZE)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	Definicja chłodu jest niejasna, w praktyce występuje więcej nośników chłodu - niezrozumiałe jest ograniczenie tego katalogu wyłącznie do wody lodowej. Do doprecyzowania	**Uwaga przyjęta** Proponowana redakcja definicji: *„4d) chłód – energia cieplna zawarta w wodzie lodowej lub w innych nośnikach powodujących obniżanie temperatury danego obiektu;"*.
198.	Art. 1 pkt 2 lit. c	SPEO	Odniesienie do punktu 4b, którego nie ma w Ustawie – konieczność korekty błędu technicznego.	**Uwaga nieprzyjęta** W obecnym brzmieniu ustawy OZE istnieje pkt 4b.

	projektu ustawy (art. 2 pkt 4c ustawy OZE)			
199.	Art. 1 pkt 2 lit. c projektu ustawy (art. 2 pkt 4d ustawy OZE)	SPEO	Definicja chłodu jest niejasna – prosimy o jej doprecyzowanie.	**Uwaga przyjęta** Proponowana redakcja definicji: *„4d) chłód – energia cieplna zawarta w wodzie lodowej lub w innych nośnikach powodujących obniżanie temperatury danego obiektu;”,*
200.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy (art. 2 pkt 11a ustawy OZE)	Columbus Energy	Konieczna zmiana definicji instalacji hybrydowej (uznanie magazynu energii jako źródła wytwórczego), oraz cable pooling tylko dla instalacji hybrydowych i modernizowanych istniejących. Jako instalację hybrydową należy rozumieć: instalację pracującą 3504 MWh/MW, bez względu na wewnętrzny miks technologiczny (np. PV + magazyn, wiatr + magazyn, wiatr + PV). Dodatkowo w przypadku chęci modernizacji instalacji źródła wytwórczego (np. farmy fotowoltaicznej lub farmy wiatrowej), dodanie magazynu lub innego źródła, gdzie moc oddawana do sieci nie przekroczy mocy wydanej w pierwotnych WP (cable pooling - czyli zmieni się ilość godzin pracy na węźle, a nie zmieni się moc wyjściowa) nie powinna ona wymagać WP ani PnB, ponieważ zmianie ulega tylko struktura wewnętrzna instalacji, a efekt z punktu widzenia sieci jest tylko pozytywny.	**Uwaga wyjaśniona** W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany: 1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu; 2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania. W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. Magazyn energii jest immanentną częścią instalacji hybrydowej. Umożliwienie pobierania energii z sieci do magazynu energii elektrycznej, będącego wymaganą częścią hybrydowej instalacji OZE przyczyni się do

				stabilizowania pracy sieci i łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów.
201.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy (art. 2 pkt 11a ustawy OZE)	ORLEN	2. Brak ujęcia w definicji instalacji hybrydowych możliwości wytwarzania energii innej niż tylko energia elektryczna. Art. 1 projektu UC99 w pkt 2 lit. „g" proponuje następujące brzmienie wprowadzenia do punktu lla: „hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii - wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, mający jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz (...)" Z tej propozycji legislacyjnej wynika, że instalacja hybrydowa wytwarzać będzie jedynie energię elektryczną. Biogazownia natomiast, jako instalacja OZE będzie dawać szersze możliwości wytwarzania energii, zgodnie z nowym brzmieniem pkt-u 13 projektu UC99, tj. jednoczesnego wytwarzania m.in. energii elektrycznej, ciepła, chłodu jak również biometanu. Zaproponowana definicja ogranicza wielokierunkowe i elastyczne wykorzystanie nośnika energii jakim jest biogaz, co ogranicza atrakcyjność tego rozwiązania dla potencjalnego inwestora. W związku z tym PKN Orlen S.A. proponuje następujące brzmienie wprowadzenia do punktu lla:	**Uwaga wyjaśniona** Biogazownie nie są wykluczone w UC_99. Jednocześnie Ministerstwo Klimatu i Środowiska podejmuje na bieżąco działania monitorujące w celu wypracowania możliwych rozwiązań w tym zakresie.

			„hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii - wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, mający jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii, oraz (...)”	
202.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy (art. 2 pkt 11a ustawy OZE)	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW)	**Propozycja:** Proponuje się wykreślić lit. d z proponowanego art. 2 pkt. 11a: d) zespół ten obejmuje magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu;”, **Uzasadnienie:** W przypadku istnienia źródeł stabilnych i sterowalnych, nie istnieje potrzeba budowy magazynu energii. Ponadto definicja budzi szereg wątpliwości, np. 1. Doprecyzowania wymagałaby kwestia tego w jaki sposób liczona jest moc takiej instalacji – czy jako suma źródeł, w tym magazynu, co wydaje się błędne, czy też określona zostanie moc w punkcie przyłączenia, a decyzja o tym jaka jest moc instalowana po stronie wytwarzania pozostanie po stronie wytwórcy, co wydaje się rozsądniejszą opcją.	**Uwaga częściowo przyjęta** W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany: 1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu; 2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania. W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. Magazyn energii jest immanentną częścią instalacji hybrydowej. Umożliwienie pobierania energii z sieci do magazynu energii elektrycznej, będącego wymaganą częścią hybrydowej instalacji OZE przyczyni się do stabilizowania pracy sieci i łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów.

			2. Inne wątpliwości dotyczą tego co dokładnie jest magazynem energii. Np. czy zbiornik wodny na górnym stanowisku elektrowni wodnej również stanowi magazyn i o jakich parametrach – pojemność całkowita, dostępna, moc oddawana itd. W przypadku istnienia źródeł stabilnych i sterowalnych jakimi jest biogaz, nie istnieje potrzeba zabudowy magazynu energii.	
203.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy (art. 2 pkt 11a ustawy OZE)	Polskie Stowarzysze-nie Fotowoltaiki	**Propozycja:** hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, mający jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz: c) łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej przyłączeniowej tego zespołu jest większy niż 3504 MWh/MW/rok, d) zespół ten może obejmować magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu;” **Uzasadnienie:** Proponuje się zastąpić obowiązek spełnienia określonego stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej, na identyczny wartościowo obowiązek, ale odnoszący się do mocy przyłączeniowej. Dodatkowo proponuje się pozostawienie dobrowolności w zastosowaniu	**Uwaga nieprzyjęta** W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany: 1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu; 2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania. W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. Uwaga nieprzyjęta w zakresie biogazowni, ponieważ nie są one wykluczone w projekcie definicji instalacji hybrydowej OZE w UC 99. Uwaga przyjęta w zakresie magazynów energii. Wymóg magazynu energii w instalacji hybrydowej OZE ma charakter obligatoryjny z uwagi na konieczność stabilizowania już na poziomie hybrydowej instalacji OZE, energii z niej wyprowadzanej do sieci, co pozwoli na łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów.

			magazynów energii w hybrydowych instalacjach OZE. Głównym założeniem hybrydowych instalacji OZE jest wytwarzanie energii elektrycznej z OZE i wprowadzanie jej do sieci w jednym miejscu w sposób bardziej stabilny, dzięki wykorzystaniu synergii różnych OZE o różnej charakterystyce wytwórczej. Owa stabilność powinna być mierzona współczynnikiem wykorzystania mocy przyłączeniowej instalacji, czyli mocy wprowadzanej do sieci, a nie mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji. Obecnie w krajowych sieciach elektroenergetycznych występuje deficyt mocy przyłączeniowej i maksymalizacja wykorzystania tej mocy leży w interesie inwestora oraz państwa. Co więcej należy zwrócić uwagę, że obecne uregulowania umożliwiają zakwalifikowanie do instalacji hybrydowych, tylko instalacji, w których istotnym komponentem jest stabilne źródło energii (takie jak np. instalacja biomasowa). Niemniej ostatnie doświadczenia pokazują, że takie instalacje stanowią nieznaczny procent rozwijanych projektów. O wiele większy potencjał mają instalację hybrydowe, składające się instalacji wiatrowych i fotowoltaicznych. Dlatego postuluje się jak wyżej, co pozwoli aby te instalacje mogły tworzyć instalacje hybrydowe, a co za tym uczestniczyć w systemie aukcyjnym dla jednostek hybrydowych. Ponadto, zmiana sugerowana w punkcie d) ma na celu umożliwienie instalacji hybrydowej magazyno-	

			wanie także energii wytworzonek poza nią, co pozwoli na zwiększenie potencjału wykorzystania magazynów energii, istniejących w ramach hybrydy OZE, również do stabilizacji systemu elektroenergetycznego, a nie tylko stabilizacji produkcji z danego źródła.	
204.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy (art. 2 pkt 11a ustawy OZE)	PSE	**Definicja hybrydowej instalacji OZE** W celu poprawnego odzwierciedlenia istoty hybrydowej instalacji OZE oraz umożliwienia tym instalacjom efektywnego funkcjonowania na rynku energii, proponuje się wprowadzenie następującej definicji hybrydowej instalacji OZE: „11a) hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, przyłączony do sieci elektroenergetycznej w jednym miejscu przyłączenia, w którym to zespole energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii różniących się rodzajem wykorzystywanych odnawialnych źródeł energii i przez to także profilami wytwarzania energii elektrycznej, który to zespół spełnia łącznie następujące warunki: a) żadne z urządzeń wytwórczych tego zespołu nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu, b) stopień wykorzystania mocy przyłączeniowej przez ten zespół jest większy niż 3504 MWh w odniesieniu do każdego MW jego mocy przyłączeniowej w roku,	**Uwaga przyjęta kierunkowo** W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany: 1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu; 2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania. W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. Magazyn energii jest immanentną częścią instalacji hybrydowej. Umożliwienie pobierania energii z sieci do magazynu energii elektrycznej, będącego wymaganą częścią hybrydowej instalacji OZE przyczyni się do stabilizowania pracy sieci i łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów.

			c) zespół ten obejmuje również magazyn energii elektrycznej, o parametrach gwarantujących uzyskanie stopnia wykorzystania mocy przyłączeniowej określonego w lit. b);”, Poprawka w części głównej definicji koryguje niepoprawny wymóg wytwarzania różnych rodzajów energii elektrycznej w hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii oraz zastępuje odwołanie do dyspozycyjności odwołaniem do profili wytwarzania energii elektrycznej, których zróżnicowanie jest faktyczną przesłanką integracji źródeł wytwórczych w ramach instalacji hybrydowej. Poprawka w punkcie b) wiąże poziom wykorzystania mocy zainstalowanej instalacji hybrydowej z jej mocą przyłączeniową, w miejsce powiązania z jej mocą zainstalowaną. Takie powiązanie poprawnie odzwierciedla dążenie do efektywnego wykorzystania mocy przyłączeniowej poprzez odpowiednie integrowanie źródeł OZE. Należy przy tym wskazać, że przyjęty w projekcie ustawy poziom wykorzystania mocy zainstalowanej instalacji hybrydowej jest nieadekwatny do aktualnych wyzwań w zakresie integracji źródeł OZE w KSE. Uzasadnione jest rozważenie jego istotnego zwiększenia. Ponadto, ze względu na duże nasycenie KSE źródłami OZE i wynikające z tego ryzyka redukcji generacji źródeł OZE lub negatywnego wpływu na pracę konwencjonalnych źródeł wytwórczych, należy rozważyć wprowadzenie rozwiązania pozwalającego na transfer prostych instalacji OZE do hybrydowych instalacji OZE. Poprawka w punkcie c) dookreśla wymagania odnośnie do mocy oraz pojemności magazynu energii	

			elektrycznej, oraz usuwa ograniczenie odnośnie do możliwości wykorzystywania magazynu energii elektrycznej. Ograniczenie to jest z jednej strony zbędne z punktu widzenia spełnienia przez dysponenta instalacji hybrydowej OZE wymogów dotyczących jej funkcjonowania, a z drugiej strony stanowiłoby przeszkodę dla efektywnego funkcjonowania instalacji hybrydowej OZE na rynku energii, w tym na rynku usług systemowych. Usunięciu ograniczenia w zakresie wykorzystywania magazynu energii elektrycznej powinno towarzyszyć wprowadzenie przepisów nakładających obowiązek zainstalowania układów pomiarowo-rozliczeniowych dla poszczególnych źródeł OZE i magazynów energii elektrycznej wchodzących w skład hybrydowej instalacji OZE, w celu umożliwienia rozliczeń energii elektrycznej wytwarzanej w tych źródłach w związku z uczestnictwem w mechanizmie wsparcia, oraz w celu rozliczeń energii elektrycznej pobieranej oraz wprowadzanej do sieci przez magazyn energii elektrycznej.	
205.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy (art. 2 pkt 11a ustawy OZE)	Polska Platforma LNG i bioLNG	Definicja instalacji hybrydowej skupiona jest na produkcji jedynie energii elektrycznej. Wydaje się zasadne aby za instalację hybrydową uznawać również taką gdzie produkowana jest energia elektryczna i inny nośnik energii, na przykład biometan (lub bioLNG)	**Uwaga wyjaśniona** Biogazownie nie są wykluczone w projekcie definicji instalacji hybrydowej OZE w UC_99. Jednocześnie Ministerstwo Klimatu i Środowiska podejmuje na bieżąco działania monitorujące w celu wypracowania możliwych rozwiązań, w tym np. model instalacji hybrydowych OZE wykorzystujących biogaz, w którym obok energii elektrycznej byłoby wytwarzane ciepło np. z biometanu
206.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy	RWE	Proponujemy odniesienie definicji hybrydowej instalacji OZE do mocy przyłączeniowej, oraz analizę możliwości zróżnicowania poziomu ceny referencyjnej w zależności od komponentów instalacji hybrydowej.	**Uwaga częściowo przyjęta** W zakresie cen referencyjnych dla hybrydowych instalacji OZE uwaga przyjęta kierunkowo. W projekcie UC 99 przygotowano wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład

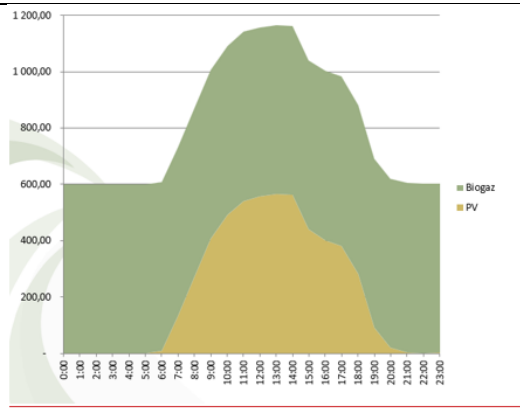
	(art. 2 pkt 11a ustawy OZE)		Obowiązek określonego stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej jest nieadekwatny do celu, jakim jest zapewnienie rozwoju nowych instalacji dostarczających energię do sieci w sposób bardziej stabilny. Z perspektywy państwa jak i inwestora korzystne jest sformułowanie definicji w sposób maksymalizujący wykorzystanie mocy przyłączeniowej, zwłaszcza zważywszy obecny deficyt dostępnych mocy przyłączeniowych w polskich sieciach elektroenergetycznych. Co więcej, projektowane przepisy w pośredni sposób preferują określone konfiguracje źródeł OZE które będą w stanie spełnić zakładany współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej, jednocześnie pozostając konkurencyjnymi kosztowo. Dodatkowym wyzwaniem jest tu konieczność zróżnicowania ceny referencyjnej, której określenie dla szerokiego spektrum możliwych konfiguracji instalacji hybrydowej będzie trudne, i może potencjalnie wyłączać część konfiguracji bądź owocować nieuzasadnionym poziomem wsparcia kierowanego do innych konfiguracji. Brak zmian w powyższym zakresie skutkować będzie z dużym prawdopodobieństwem niską konkurencyjnością instalacji maksymalizujących wykorzystanie przyłącza w oparciu o źródło wiatrowe, źródło fotowoltaiczne oraz magazyn energii, co nie wydaje się optymalne z perspektywy potrzeb systemu elektroenergetycznego.	tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. Uwaga nieprzyjęta w zakresie mocy przyłączeniowej. Postulat poza zakresem projektu UC 99.
207.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy	Energa S.A.	Proponowane brzmienie: 11a) hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, mający jeden	**Uwagi nieprzyjęte** W zakresie ograniczenia łącznego stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej - definicja instalacji hybrydowej OZE w projekcie UC 99 zakłada zwiększenie mocy zainstalowanej elektrycznej

	(art. 2 pkt 11a ustawy OZE)		punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz: c) łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej **przyłączeniowej** tego zespołu jest większy niż 3504 MWh/MW/rok, d) zespół ten **może** obejmo**wać** magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu;", Proponuje się zastąpić obowiązek spełnienia określonego stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej, na identyczny wartościowo obowiązek, ale odnoszący się do mocy przyłączeniowej. Dodatkowo proponuje się pozostawienie dobrowolności w zastosowaniu magazynów energii w hybrydowych instalacjach OZE. Głównym założeniem hybrydowych instalacji OZE jest wytwarzanie energii elektrycznej z OZE i wprowadzanie jej do sieci w jednym miejscu w sposób bardziej stabilny, dzięki wykorzystaniu synergii różnych OZE o różnej charakterystyce wytwórczej. Owa stabilność powinna być mierzona współczynnikiem wykorzystania mocy przyłączeniowej instalacji, czyli mocy wprowadzanej do sieci, a nie mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji. Obecnie w krajowych sieciach elektroenergetycznych występuje deficyt mocy przyłączeniowej i maksymalizacja wykorzystania tej mocy leży w interesie inwestora oraz państwa.	zespołu. Ponadto zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania. Ponadto wymóg magazynu energii w instalacji hybrydowej OZE ma charakter obligatoryjny z uwagi na konieczność stabilizowania już na poziomie hybrydowej instalacji OZE, energii z niej wyprowadzanej do sieci, co pozwoli na łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów. W zakresie mocy przyłączeniowej postulat poza zakresem projektu UC 99- w projekcie UC 99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.

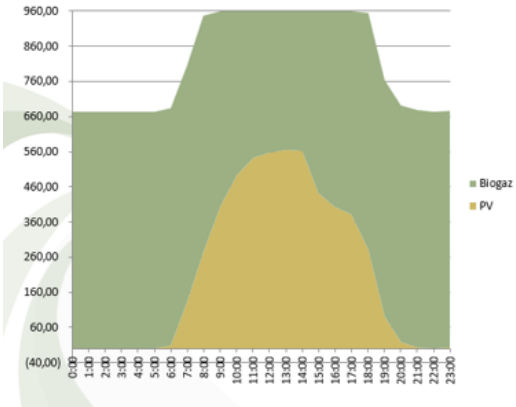
			Proponujemy jako alternatywę dla zaproponowanych wyżej zmian ograniczenie wymaganego progu produktywności określonego w art. 2 pkt 11a) lit. c): *łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu jest większy niż 3504 MWh/MW/rok,* Zmniejszenie wskazanego poziomu pozwoli np. na tworzenie instalacji hybrydowych PV-FW. W chwili obecnej taka hybryda nie ma szans spełnić takiego wymogu, nawet z zainstalowanym magazynem energii.	
208.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy (art. 2 pkt 11a ustawy OZE)	UPEBI, ISEE	Proponuje się nadać art. 2 pkt 11a uOZE następujące brzmienie: „*11a) hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, mający jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz:* *a) żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu,* *b) wyprowadzenie mocy z urządzeń wchodzących w skład tego zespołu do sieci elektroenergetycznej następuje przez urządzenie łączące ten zespół z siecią elektroenergetyczną w jednym punkcie przyłączenia, słu-*	**Uwaga wyjaśniona** W projekcie UC 99 zaproponowano nowa definicję hybrydowej instalacji OZE, niemniej nadal utrzymana jest definicja mocy zainstalowanej elektrycznej. W projekcie UC 99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. Jednocześnie należy podkreślić, że wymóg magazynu energii w instalacji hybrydowej OZE ma charakter obligatoryjny z uwagi na konieczność stabilizowania już na poziomie hybrydowej instalacji OZE, energii z niej wyprowadzanej do sieci, co pozwoli na łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów.

			żące do transformacji energii do warunków niezbędnych do jej wprowadzenia do tej sieci, *c) łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu jest większy niż 3504 MWh/MW/rok,* ~~*d) zespół ten obejmuje magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu;","*~~ *Alternatywnie:* *d) zespół ten **może obejmować** magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu;","* Hybrydowa instalacja OZE, co do zasady ma na celu zapewnienie większej stabilizacji systemu elektroenergetycznego. Z tego względu nie wydaje się niezbędne, aby każda instalacja hybrydowa była wyposażona w magazyn energii elektrycznej. Dlatego względu proponuje się wykreślenie punktu d) w art. 2 pkt 11a uOZE. <u>Alternatywnie</u> proponujemy przesądzenie, iż obowiązek posiadania magazynu energii elektrycznej nie dotyczy sytuacji, w której w skład instalacji hybrydowej wchodzi biogazownia wyposażona w magazyn biogazu. Taki magazyn biogazu stanowi bowiem swoisty magazyn energii i nie znajduje uzasadnienia wprowadzanie dodatkowego obowiązku „dublowania" rozwiązań w tym zakresie. Proponuje się dodać w art. 7 Prawa energetycznego (PE) ustęp 8m w brzmieniu:	Zagadnienie dot. umów przyłączeniowych jest poza zakresem UC 99. Niemniej należy podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.

			„8m. Na wniosek podmiotu ubiegającego się o przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej może wskazać moc przyłączeniową niższą od mocy zainstalowanej instalacji, w przypadku, gdy przyłączana instalacja jest wyposażona w urządzenia zabezpieczające system elektroenergetyczny przed przekroczeniami mocy przyłączeniowej przez wnioskodawcę." *Celem tego przepisu jest jednoznaczne przesądzenie, iż możliwe jest zawieranie umów przyłączeniowych wskazujących moc przyłączeniową w wysokości niższej niż moc zainstalowana instalacji. W obecnym stanie prawnym, poszczególni operatorzy systemów elektroenergetycznych kwestionują takie rozwiązania wskazując na brak wyraźnej podstawy prawnej. Tymczasem, w wielu wypadkach, w szczególności w odniesieniu do instalacji „miksowych" (grupujących różne technologie OZE) oraz instalacji hybrydowych rozwiązanie takie byłoby niezwykle korzystne zarówno dla inwestorów jak i systemu elektroenergetycznego.* ***Z technologicznego punktu widzenia bowiem moc przyłączeniowa instalacji hybrydowej nie musi być wynikiem sumy mocy zainstalowanych poszczególnych źródeł wchodzących w jej skład****. Źródła sterowalne jakimi są biogazownie mogą być ograniczane w dzień i pracować z większą mocą w nocy, tak, aby w całości wykorzystać moc przyłączeniową przy takim samym wolumenie produkcji energii elektrycznej.*	



- Moc instalacji hybrydowej 1,2
- Efektywność hy 68%
- Produkcja dzier
  - PV 5,16 M
  - Biogaz 14 MWh



			Takie rozwiązanie nie jest niekorzystne dla inwestora, gdyż w obu przypadkach mamy do czynienia z identycznym wolumenem wytworzonej energii elektrycznej, niemniej jednak ogranicza powstawanie „luk mocy przyłączeniowych". Luki przyłączeniowe uznaję jako niewykorzystana w pełni moc przyłączeniowe wynikająca z różnej charakterystyki źródła. W przykładzie powyższym istniałaby możliwość zmniejszenia mocy przyłączeniowej o ponad 20% nie zmieniając produkcji rocznej źródła hybrydowego.	
209.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy (art. 2 pkt 11a ustawy OZE)	SEO	Stowarzyszenie Energii Odnawialnej stale monitoruje skutki rozwoju energetyki odnawialnej dla całego systemu energetycznego. W pełni podzielamy pogląd, że dynamiczny rozwój sektora fotowoltaiki i energetyki wiatrowej dla optymalizacji wykorzystania sieci dystrybucyjnych, wymaga wprowadzenia rozwiązań, które pozwolą na zdecydowaną poprawę wskaźnika wykorzystania mocy poszczególnych technologii wytwarzania energii elektrycznej i zagwarantuje korzyści wynikające z eksploatacji sieci dystrybucyjnej. Stowarzyszenie Energii Odnawialnej wspiera wszelkie działania mające na celu badania i rozwój wszelkich form magazynowania energii, w tym także działania legislacyjne stymulujące badania i inwestycje w tym obszarze. Tworzenie sprzyjających warunków dla budowy układów hybrydowych, poza lepszym wykorzystaniem sieci dystrybucyjnej zwiększa także bezpieczeństwo energetyczne poprzez rozłożenie dostaw energii odnawialnej z mniej stabilnych źródeł z wykorzystaniem magazynów energii.	**Uwaga wyjaśniona** W zakresie rozwoju hybrydowych instalacji OZE projekt UC99 stanowi odpowiedź na poruszane kwestie. W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany: 1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu; 2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania. W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz

			Mając na uwadze, że tworzenie warunków oraz stymulowanie budowy układów hybrydowych OZE wykorzystujących magazynowanie energii jest wielce pożądane, w naszym przekonaniu projektowane zmiany należy ocenić pozytywnie. Należy jednak podkreślić, że warunkiem realizacji i rozwoju tego typu instalacji jest ich komercyjna opłacalność. Konieczne jest więc odpowiednie zaprojektowanie ich roli w systemie aukcyjnym, poprzez ukształtowanie na właściwym poziomie ceny referencyjnej oraz zapewnienie odpowiednich wolumenów aukcyjnych. Ponadto, w związku z charakterystyką instalacji hybrydowych oraz ich korzystnym wpływem na funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej, rekomendujemy wprowadzenie regulacji prawnych dających możliwość przyłączania tego typu instalacji do sieci na preferencyjnych warunkach. Dodatkowo, w ocenie Stowarzyszenia, kluczowym czynnikiem warunkującym rozwój instalacji hybrydowych pozostaje możliwość rozwijania projektów elektrowni wiatrowych, które z uwagi na fakt, że pozostają najtańszą technologią wytwarzania energii z odnawialnych źródeł energii, powinny stanowić ich istotny element. Mając na uwadze podnoszoną wcześniej zasadność rozwijania instalacji hybrydowych, podnoszona już w niniejszym piśmie konieczność modyfikacji kryterium odległościowego jest aktualna również w kontekście rozwoju instalacji hybrydowych.	niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.
210.	Art. 1 pkt 2 lit. g	PSEW	11a) hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez	**Uwaga nieprzyjęta**

	projektu ustawy (art. 2 pkt 11a ustawy OZE)		dane techniczne i handlowe, mający jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz: c) łączny stopień wykorzystania mocy ~~zainstalowanej elektrycznej~~ **przyłączeniowej** tego zespołu jest większy niż 3504 MWh/MW/rok, d) zespół ten **może** obejmo**wać** magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu, e) łączna moc zainstalowana elektryczna tego zespołu jest równa lub większa od mocy przyłączeniowej;” Uzasadnienie: Proponuje się zastąpić obowiązek spełnienia określonego stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej, na identyczny wartościowo obowiązek, ale odnoszący się do mocy przyłączeniowej. Dodatkowo proponuje się pozostawienie dobrowolności w zastosowaniu magazynów energii w hybrydowych instalacjach OZE. Głównym założeniem hybrydowych instalacji OZE jest wytwarzanie energii elektrycznej z OZE i wprowadzanie jej do sieci w jednym miejscu w sposób bardziej stabilny, dzięki wykorzystaniu synergii różnych OZE o różnej charakterystyce	W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany: 1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu; 2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania. W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. Wymóg jednego punktu przyłączenia do sieci jest obowiązkowy dla instalacji w aukcyjnym systemie wsparcia oraz FIT/FIP. Wymóg magazynu energii w instalacji hybrydowej OZE ma charakter obligatoryjny z uwagi na konieczność stabilizowania już na poziomie hybrydowej instalacji OZE, energii z niej wyprowadzanej do sieci, co pozwoli na łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów.

			wytwórczej. Owa stabilność powinna być mierzona współczynnikiem wykorzystania mocy przyłączeniowej instalacji, czyli mocy wprowadzanej do sieci, a nie mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji. Obecnie w krajowych sieciach elektroenergetycznych występuje deficyt mocy przyłączeniowej i maksymalizacja wykorzystania tej mocy leży w interesie inwestora oraz państwa.	
211.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy (art. 2 pkt 11a ustawy OZE)	PGE	11a) hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, mający jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz: a) żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu, b) wyprowadzenie mocy z urządzeń wchodzących w skład tego zespołu do sieci elektroenergetycznej następuje przez urządzenie łączące ten zespół z siecią elektroenergetyczną w jednym punkcie przyłączenia, służące do transformacji energii do warunków niezbędnych do jej wprowadzenia do tej sieci, c) łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu jest większy niż **5256 MWh/MW/rok,** d) zespół ten obejmuje magazyn energii	**Uwaga przyjęta** W projekcie UC99 przygotowano nową definicję hybrydowej instalacji OZE. W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany: 1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu; 2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania. W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. Wymóg magazynu energii w instalacji hybrydowej OZE ma charakter obligatoryjny z uwagi na konieczność stabilizowania już na poziomie hybrydowej instalacji OZE, energii z niej wyprowadzanej do sieci, co pozwoli na łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów.

			służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu, **przy czym udział energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej z tego zespołu wynosi nie mniej niż 5% na rok**; Dodanie do zaproponowanej definicji hybrydowej instalacji OZE zapisu o udziale energii wprowadzonej do sieci za pośrednictwem magazynu energii w wysokości 5% w stosunku do całej energii wprowadzonej do sieci przez ten zespół, w połączeniu ze zwiększeniem stopnia wykorzystania mocy tego zespołu gwarantuje rozwój magazynów energii o parametrach istotnych dla systemu. Co więcej wydaje się, że wskazanie minimalnego poziomu energii wyprowadzanej przez magazyn (a pośrednio mocy magazynu w stosunku do mocy zespołu) jest niezbędne do prawidłowego wyznaczenia ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowych. Brak takiego parametru uniemożliwi przyjęcie do kalkulacji ceny referencyjnej kosztu magazynu. Określenie minimalnego poziomu energii wyprowadzanej przez magazyn pozwoli również na zapewnienie wyrównanych warunków konkurencji pomiędzy inwestorami, eliminując instalacje, które oferowałyby iluzoryczny poziom magazynowania energii, poprzez montaż najtańszych rozwiązań o najmniejszej mocy. Jednocześnie wskazujemy, że celowe jest zdefiniowanie i objaśnienie sposobu wyznaczania łącznego stopnia wykorzystania mocy	

			zainstalowanej instalacji hybrydowej. O ile w przypadku homogenicznej instalacji bazującej na jednym rodzaju źródła nie wyznaczanie stopnia wykorzystania mocy nie budzi wątpliwości, o tyle problematyczne staje się w przypadku instalacji łączących nie tylko różne rodzaje źródeł, ale także magazyn energii.	
212.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy (art. 2 pkt 11a ustawy OZE)	PIGEOR	Proponowana w projekcie definicja instalacji hybrydowej: „11a) hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, mający jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz: a) żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu, b) wyprowadzenie mocy z urządzeń wchodzących w skład tego zespołu do sieci elektroenergetycznej następuje przez urządzenie łączące ten zespół z siecią elektroenergetyczną w jednym punkcie przyłączenia, służące do transformacji energii do warunków niezbędnych do jej wprowadzenia do tej sieci, c) łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu jest większy niż 3504 MWh/MW/rok, d) zespół ten obejmuje magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z	**Uwaga przyjęta a kierunkowo** W projekcie UC99 przygotowano nową definicję hybrydowej instalacji OZE. W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany: 1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu; 2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania. W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. Wymóg magazynu energii w instalacji hybrydowej OZE ma charakter obligatoryjny z uwagi na konieczność stabilizowania już na poziomie hybrydowej instalacji OZE, energii z niej wyprowadzanej do sieci, co pozwoli na łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów.

			urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu;”, Uzasadnienie: W proponowanej definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii podaje się warunki i wymagania, nie określając jednocześnie wzorów na podstawie których warunki te będą weryfikowane. Dotyczy to w szczególności stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej zespołu, który wg zaproponowanych zapisów nie powinien być mniejszy niż 3504 MWh/MW/rok. Jak wiadomo ani elektrownia wiatrowa na lądzie, ani elektrownia fotowoltaiczna w Polsce, nie spełniają tego warunku. Jeżeli intencją ustawodawcy było liczenie tego wskaźnika łącznie dla kilku źródeł, powinno to być precyzyjnie określone, bowiem moc zespołu wzięta do obliczeń tego wskaźnika, jest tu zasadnicza. Problem ten dotyczy również mocy magazynu energii, który jak wskazuje autor przygotowanej propozycji nowelizacji, wchodzi do zespołu, dla którego oblicza się warunek dotyczący stopnia wykorzystania mocy. Trudno ocenić również proponowany drugi warunek, zakładający że żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej zespołu, faktyczne znaczenie tego zapisu powinno być podane w uzasadnieniu. W szczególności w uzasadnieniu powinno się jednak zdefiniować funkcję celu, którą wypełniać miałyby projektowane instalacje hybrydowe. Z tego następnie powinny wynikać szczegółowe parametry techniczne, których spełnienia wymagać się będzie	

			od przyszłych inwestorów realizujących tego typu rozwiązania.	
213.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy (art. 2 pkt 11a ustawy OZE)	Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii	W celu stabilizacji energii wprowadzanej do sieci ze źródeł odnawialnych łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego być większy niż 4380 MWh/MW/rok. Jednocześnie celowe jest określenie minimalnej wielkości magazynu energii na drodze ustalenia minimalnego udziału energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej z tego zespołu na poziomie nie niższym niż 8% na rok. Określenie minimalnej wielkości magazynu jest konieczne, aby wypełnienie warunku dotyczącego współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej nie następowało w wyniku przewymiarowania źródeł wytwórczych i de facto utylizacji znacznej części wytworzonej energii. Proponowany zapis: g) pkt 11a otrzymuje brzmienie: „11a) hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, mający jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz: a) żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu, b) wyprowadzenie mocy z urządzeń wchodzących w skład tego zespołu do sieci elektroenergetycznej	**Uwaga przyjęta** W projekcie UC99 przygotowano nową definicję hybrydowej instalacji OZE. W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany: 1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu; 2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania. W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. Wymóg magazynu energii w instalacji hybrydowej OZE ma charakter obligatoryjny z uwagi na konieczność stabilizowania już na poziomie hybrydowej instalacji OZE, energii z niej wyprowadzanej do sieci, co pozwoli na łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów.

			następuje przez urządzenie łączące ten zespół z siecią elektroenergetyczną w jednym punkcie przyłączenia, służące do transformacji energii do warunków niezbędnych do jej wprowadzenia do tej sieci, c) łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu jest większy niż 4380 MWh/MW/rok, d) zespół ten obejmuje magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu, przy czym udział energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej z tego zespołu wynosi nie mniej niż 8% na rok; W procesie transformacji polskiej energetyki bardzo znaczący udział przejmuje energetyka odnawialna, oparta o źródła zależne od warunków atmosferycznych. Źródła wykorzystujące energię wiatru czy promieniowania słonecznego wprowadzają do sieci energię trudno prognozowaną i o bardzo dużej zmienności. W celu zapewniania dostaw energii i odpowiednich parametrach jakościowych konieczne jest jej ustabilizowanie. Już samo połączenie źródeł różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej w pewnym stopniu ją stabilizuje ale za mało. Wymaganą stabilizację można osiągnąć jeśli w skład takiej instalacji wejdzie magazyn energii o odpowiednich parametrach.	
214.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy	Polska Platforma LNG i bioLNG	Popieramy rozszerzającą definicję instalacji odnawialnego źródła energii.	**Uwaga przyjęta**

	(Art. 2 pkt 13 ustawy OZE)			
215.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy (Art. 2 pkt 13 ustawy OZE)	Krajowej Izby Klastrów Energii i OZE	*Konieczność całościowego przeredagowania* Wątpliwość budzi nowa definicja instalacji OZE i wprowadzenie do niej magazynu energii. Wnosimy o przeredagowanie zaproponowanej definicji, tak aby precyzyjnie określała co należy rozumieć przez instalację OZE, tj. że w przypadku, gdy instalacja nie posiada magazynu nadal może być uznana za OZE. Obecny zapis definicji instalacji OZE nieprecyzyjnie określa kwestie magazynów energii. Wnosimy o przeredagowanie przepisu w sposób wyraźnie wskazujący, że brak magazynu energii nie pozbawia instalacji statusu instalacji OZE, w rozumieniu ustawy o OZE.	**Uwaga przyjęta częściowo** W projekcie UC99 przygotowano nową definicję hybrydowej instalacji OZE. W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany: 1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu; 2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania. W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. Uwaga nie uwzględniona w zakresie magazynów energii. Wymóg magazynu energii w instalacji hybrydowej OZE ma charakter obligatoryjny z uwagi na konieczność stabilizowania już na poziomie hybrydowej instalacji OZE, energii z niej wyprowadzanej do sieci, co pozwoli na łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów.

216.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy (Art. 2 pkt 13 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A.	*Art. 2* *(...)* *13) instalacja odnawialnego źródła energii – instalację stanowiącą wyodrębniony zespół:* *a) urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia lub ciepło lub chłód jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, lub* *b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego, biogazu lub biometanu lub wodoru odnawialnego* *- a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, magazyn ciepła, magazyn wodoru odnawialnego lub magazyn biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu;* Uzasadnienie: W celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, proponujemy wprowadzenie zmiany mającej na celu doprecyzowanie i zwiększenie kompletności zapisów definicji instalacji OZE	**Uwaga przyjęta** „13) instalacja odnawialnego źródła energii – instalację stanowiącą wyodrębniony zespół: a) urządzeń służących do wytwarzania **energii elektrycznej** lub ciepła lub chłodu opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których ta energia elektryczna lub ciepło lub chłód jest są wytwarzana wytwarzane z odnawialnych źródeł energii , lub b) obiektów budowlanych i urządzeń , w tym podłączonych do sieci gazowej przesyłowej lub dystrybucyjnej, stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego, biogazu lub biometanu lub wodoru odnawialnego albo uzyskiwania wodoru odnawialnego w procesie elektrolizy - a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, **magazyn ciepła lub chłodu**, magazyn wodoru odnawialnego lub magazyn biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu;”;
217.	Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy (art. 2 pkt 15a ustawy OZE)	Columbus Energy	Proponowane jest sprofesjalizowanie roli Koordynatora Technicznego, który odpowiada całościowo za bilans energetyczny poprzez wymagania, aby taki podmiot posiadał koncesje na obrotu energią Ze względu na rosnące wymagania w nowelizacji Ustawy konieczne jest wprowadzenie zasady, aby rozliczaniem energii wewnątrz klastra energii zajmowała się koncesjonowana spółka obrotu energią elektryczną, która pozwoli na profesjonalne działanie klastrów, zarówno z punktu widzenia bezpieczeństwa rozliczeń billingowych, a także z punktu widzenia bezpieczeństwa finansowego rozliczenia	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z definicją zawartą w projektowanej regulacji klaster energii działa w formie porozumienia, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami. Katalog uczestników klastra energii jest otwarty i obejmuje osoby fizyczne, osoby prawne oraz jednostki organizacyjne niebędące osobami prawnymi, którym odrębna ustawa przyznaje zdolność prawną. Kwestie wyboru koordynatora, a także zakres realizowanych zadań, poza wymogami określonymi w projektowanej regulacji, projektodawca pozostawia członkom klastra energii.

			między uczestnikami klastra, stosująca profesjonalne narzędzia IT do pobierania, rozliczania i analizy danych.	
218.	Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy (art. 2 pkt 15a ustawy OZE)	NCBR	**Propozycja:** Usunięcie warunku uczestnictwa jednostki samorządowej jako warunek konieczny utworzenia klastra energii. Proponujemy: „15a) klaster energii - porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami, o których mowa w art. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, którego stroną może być jednostka samorządu terytorialnego i którego celem jest zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego;”, **Uzasadnienie:** Wprowadzenie warunku koniecznego udziału co najmniej jednej jednostki samorządu terytorialnego do klastra może ograniczyć powstawanie takich inicjatyw ze względów regulacyjnych jakim podlegają JST. Udział JST ogranicza także elastyczność działania i podejmowania decyzji. JST powinny mieć możliwość udziału w klastrach, ale nie powinien być to warunek konieczny do ich powstawania.	**Uwaga częściowo przyjęta** Dodano przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu spółki kapitałowej, utworzonej przez jst lub spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji.
219.	Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy (art. 2 pkt 15a	BOLTON Electric sp.z o.o.	W zakresie zmiany definicji klastra zwracamy uwagę na następujące wątpliwości. W przedstawionej propozycji nowelizacji zrezygnowano z zapisu, że klaster energii reprezentuje koordynator, którym jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga związana z tym, że koordynator klastra nie musi być stroną tego porozumienia w świetle argumentów przedstawionych przez stronę nie została uwzględniona, gdyż rola koordynatora klastra ogranicza się do roli administracyjnej.

	ustawy OZE)		wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii, zwany dalej „koordynatorem klastra energii". Zapis o reprezentacji klastra energii przez koordynatora przeniesiono do nowego art. 38aa ust. 3 - z pominięciem jednak zastrzeżenia, że koordynator jest członkiem klastra. Zgodnie z uzasadnieniem do projektu nowelizacji koordynator nie musi być stroną tego porozumienia. Oceniamy negatywnie takie rozwiązanie. Jest ono sprzeczne **z ideą lokalnego charakteru działania klastra oraz bliskiej kooperacji jego członków**, która nie tylko sprawdziła się w praktyce działania, ale przez blisko 6 lat funkcjonowania klastrów na rynku energii zdążyła się ukorzenić i upowszechnić. W obecnym modelu koordynator musi być członkiem klastra. Oznacza to, że w myśl aktualnie obowiązujących przepisów, koordynator musi być podmiotem obdarzonym wysokim poziomem zaufania przez pozostałych członków klastra (zazwyczaj jednostki samorządu terytorialnego) - zaakceptowanym przez lokalną społeczność, odbieranym jako wewnętrzny element klastra energii. Jednocześnie, przystąpienie do porozumienia klastrowego przez koordynatora jest zobowiązaniem strategicznym, wieloletnim, co koreluje z wieloletnim i strategicznym charakterem działań, które mogą być podejmowane i realizowane w ramach klastra. Ta korelacja daje instytucjonalną trwałość i niezmienność w zakresie realizowanych projektów.	Uwaga dotycząca proponowanego zapisu mówiącego, że koordynatorem jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii nie została uwzględniona, gdyż w obecnym kształcie zapis umożliwia udział w porozumieniu wszystkich podmiotów działających na rynku energetycznym. Dodatkowo projektodawca nie ogranicza tego udziału i pozostawia klastrom energii swobodę w doborze członków porozumienia.

			Koordynatorem klastra powinien być podmiot będący w bliskich stosunkach z jednostkami samorządu terytorialnego (JST), którego JST obdarzają zaufaniem i którego interesy są zgodne z interesami członków klastra. Członkostwo koordynatora w klastrze wiąże się z jego realnym zaangażowaniem i trwałością relacji z klastrem. Koordynator nie powinien być wyłącznie doradcą i pełnomocnikiem klastra. Powinien to być zaangażowany podmiot z grupy założycielskiej klastra dysponujący jednocześnie odpowiednim doświadczeniem i zapleczem (osobowym, technicznym) do realizacji działań klastra w fazie przygotowawczej (strategia, bilans, plan inwestycyjny) jak i również działań rozwojowych związanych ze stymulowaniem rozwoju klastra – realizacją inwestycji i bilansowaniem. W praktyce są to szczególności następujące działania: • Budowa źródeł OZE, • Wypracowanie skutecznego modelu współpracy z lokalnym OSD, • Wsparcie operacyjne w obszarze pozyskiwania środków pomocowych, • Wsparcie finansowe przez inwestorów zewnętrznych, • Przeciwdziałanie ubóstwu energetycznemu na terenie gmin objętych klastrem, • Wsparcie techniczne w obszarze budowy źródeł OZE, • Wsparcie merytoryczne w obszarze zapotrzebowania na energię elektryczną członków Klastra, • Wsparcie organizacyjne podmiotów realizujących duże inwestycje OZE,	

			• Wsparcie projektowe w obszarze budowy źródeł OZE, • Wdrażanie technologii związanych ze sterowaniem sieci (ICT oraz OT), • Wdrażanie technologii pomiarowo-rejestracyjnych do analizy spalania niskoemisyjnego, monitoringu pyłów i gazów, pomiaru warunków środowiskowych (drony), • Organizacja i pozyskiwanie nowych uczestników, członków oraz partnerów klastra, • Aktualizacja i dostosowanie miksu energetycznego klastra do aktualnych uwarunkowań i możliwości inwestycyjnych członków klastra. Wskazane powyżej zadania koordynatora wskazują na **potrzebę zaangażowania podmiotu wykazującego się znajomością lokalnej specyfiki otoczenia biznesowego i administracyjnego**. Większość z powyższych zadań wymaga również **długoterminowego zaangażowania**, które – w przypadku gdy koordynator jest członkiem porozumienia klastrowego – jest gwarantowane. Wszystkie powyżej opisane zalety modelu koordynatora jako członka klastra są likwidowane przez projektowaną zmianę definicji. Praktyczne konsekwencje zniesienia wymogu członkostwa dla koordynatora klastra są następujące: • koordynacja klastra stanie się usługą świadczoną na analogicznych zasadach jak np. doradztwo prawne;	

			• zamawiając zewnętrzną usługę koordynacji, jednostki samorządu terytorialnego będą miały do wyboru dwa rodzaje działania, z których każde jest mniej korzystne niż obecne działania: o albo poszukiwanie zewnętrznego koordynatora, który podpisze umowę jedynie na rok – i dzięki temu wartość umowy pozwoli na nieprzeprowadzanie wspólnego postępowania o zamówienie publiczne. Koordynator zaangażowany na rok nie ma interesu w tym, aby przeprowadzać projekty o długości okresu realizacji większej niż rok; wręcz przeciwnie – jest zainteresowany przeprowadzeniem projektów krótkotrwałych, umożliwiających dyskontowanie jego pozycji „tu i teraz”; o albo zaangażowanie koordynatora na okres dłuższy (np. 3 lata), co jednak zazwyczaj będzie się wiązało z koniecznością przeprowadzenia uciążliwego postępowania o udzielenie zamówienia publicznego. Oba te scenariusze są, z punktu widzenia rozwoju sektora klastrów energii, niekorzystne. W tym kontekście rekomendujemy jedno z dwóch rozwiązań: • pozostawienie zapisu, w myśl którego koordynator musi być członkiem klastra; • ewentualnie: wprowadzenie wymogu, by koordynator musiał być członkiem klastra	

			w przypadku wyższej formy organizacyjnej klastra, tj. klastra energii rejestrowanego w URE. <u>Propozycja zmiany</u> Uzupełnienie ustawy o art. 38aa ust. 4 o następującej treści: *Koordynatorem klastra jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii.* Ewentualnie: *Do rejestru klastrów, o którym mowa w art. 38ac ustawy może zostać wpisany wyłącznie klaster energii, w którym koordynatorem jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii.*	
220.	Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy (art. 2 pkt 15a ustawy OZE)	Fundacja Frank Bold	„15a) klaster energii - porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem z odnawialnych źródeł energii, którego stroną jest co najmniej jedna jednostka samorządu terytorialnego i którego celem jest zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego;”	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z założeniami proponowanego systemu wsparcia odnosi się on do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Projektodawca w ten sposób promuje klastry, które produkują energię z odnawialnych źródeł energii. Aby móc korzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania m.in. wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (PURE).

				Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności będzie zależał od ustaleń zawartych w porozumieniu i nie musi być związany z produkcją energii z OZE, jednak takie klastry nie będą mogły korzystać z systemu wsparcia proponowanego w projektowanej regulacji.
221.	Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy (art. 2 pkt 15a ustawy OZE)	DOEKO Group sp.z o.o. SCEO	W zakresie zmiany definicji klastra zwracamy uwagę na następujące wątpliwości. W przedstawionej propozycji nowelizacji zrezygnowano z zapisu, że klaster energii reprezentuje koordynator, którym jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii, zwany dalej „koordynatorem klastra energii". Zapis o reprezentacji klastra energii przez koordynatora przeniesiono do nowego art. 38aa ust. 3 - z pominięciem jednak zastrzeżenia, że koordynator jest członkiem klastra. Zgodnie z uzasadnieniem do projektu nowelizacji koordynator nie musi być stroną tego porozumienia. Oceniamy negatywnie takie rozwiązanie. Jest ono sprzeczne z ideą lokalnego charakteru działania klastra oraz bliskiej kooperacji jego członków, która nie tylko sprawdziła się w praktyce działania, ale przez blisko 6 lat funkcjonowania klastrów na rynku energii zdążyła się ukorzenić i upowszechnić. W obecnym modelu koordynator musi być członkiem klastra. Oznacza to, że w myśl aktualnie obowiązujących przepisów, koordynator musi być podmiotem obdarzonym wysokim poziomem zaufania przez pozostałych członków klastra (zazwyczaj jednostki samorządu terytorialnego) -	**Uwaga nieprzyjęta** Koordynator klastra nie musi być stroną tego porozumienia w świetle argumentów przedstawionych przez stronę nie została uwzględniona, gdyż obecnie rola koordynatora klastra ogranicza się do roli administracyjnej. Uwaga dotycząca proponowanego zapisu mówiącego, że koordynatorem jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii nie została uwzględniona, gdyż w obecnym kształcie zapis umożliwia udział w porozumieniu wszystkich podmiotów działających na rynku energetycznym. Dodatkowo projektodawca nie ogranicza tego udziału i pozostawia klastrom energii swobodę w doborze członków porozumienia.

			zaakceptowanym przez lokalną społeczność, odbieranym jako wewnętrzny element klastra energii. Jednocześnie, przystąpienie do porozumienia klastrowego przez koordynatora jest zobowiązaniem strategicznym, wieloletnim, co koreluje z wieloletnim i strategicznym charakterem działań, które mogą być podejmowane i realizowane w ramach klastra. Ta korelacja daje instytucjonalną trwałość i niezmienność w zakresie realizowanych projektów. Koordynatorem klastra powinien być podmiot będący w bliskich stosunkach z jednostkami samorządu terytorialnego (JST), którego JST obdarzają zaufaniem i którego interesy są zgodne z interesami członków klastra. Członkostwo koordynatora w klastrze wiąże się z jego realnym zaangażowaniem i trwałością relacji z klastrem. Koordynator nie powinien być wyłącznie doradcą i pełnomocnikiem klastra. Powinien to być zaangażowany podmiot z grupy założycielskiej klastra dysponujący jednocześnie odpowiednim doświadczeniem i zapleczem (osobowym, technicznym) do realizacji działań klastra w fazie przygotowawczej (strategia, bilans, plan inwestycyjny) jak i również działań rozwojowych związanych ze stymulowaniem rozwoju klastra – realizacją inwestycji i bilansowaniem. W praktyce są to szczególności następujące działania: • Budowa źródeł OZE, • Wypracowanie skutecznego modelu współpracy z lokalnym OSD, • Wsparcie operacyjne w obszarze pozyskiwania środków pomocowych,	

			• Wsparcie finansowe przez inwestorów zewnętrznych, • Przeciwdziałanie ubóstwu energetycznemu na terenie gmin objętych klastrem, • Wsparcie techniczne w obszarze budowy źródeł OZE, • Wsparcie merytoryczne w obszarze zapotrzebowania na energię elektryczną członków Klastra, • Wsparcie organizacyjne podmiotów realizujących duże inwestycje OZE, • Wsparcie projektowe w obszarze budowy źródeł OZE, • Wdrażanie technologii związanych ze sterowaniem sieci (ICT oraz OT), • Wdrażanie technologii pomiarowo-rejestracyjnych do analizy spalania niskoemisyjnego, monitoringu pyłów i gazów, pomiaru warunków środowiskowych (drony), • Organizacja i pozyskiwanie nowych uczestników, członków oraz partnerów klastra, • Aktualizacja i dostosowanie miksu energetycznego klastra do aktualnych uwarunkowań i możliwości inwestycyjnych członków klastra. Wskazane powyżej zadania koordynatora wskazują na potrzebę zaangażowania podmiotu wykazującego się znajomością lokalnej specyfiki otoczenia biznesowego i administracyjnego. Większość z powyższych zadań wymaga również długoterminowego zaangażowania, które – w przypadku gdy koordynator jest członkiem porozumienia klastrowego – jest gwarantowane.	

			Wszystkie powyżej opisane zalety modelu koordynatora jako członka klastra są likwidowane przez projektowaną zmianę definicji. Praktyczne konsekwencje zniesienia wymogu członkostwa dla koordynatora klastra są następujące: • koordynacja klastra stanie się usługą świadczoną na analogicznych zasadach jak np. doradztwo prawne; • zamawiając zewnętrzną usługę koordynacji, jednostki samorządu terytorialnego będą miały do wyboru dwa rodzaje działania, z których każde jest mniej korzystne niż obecne działania: o albo poszukiwanie zewnętrznego koordynatora, który podpisze umowę jedynie na rok – i dzięki temu wartość umowy pozwoli na nieprzeprowadzanie wspólnego postępowania o zamówienie publiczne. Koordynator zaangażowany na rok nie ma interesu w tym, aby przeprowadzać projekty o długości okresu realizacji większej niż rok; wręcz przeciwnie – jest zainteresowany przeprowadzeniem projektów krótkotrwałych, umożliwiających dyskontowanie jego pozycji „tu i teraz”; o albo zaangażowanie koordynatora na okres dłuższy (np. 3 lata), co jednak zazwyczaj będzie się wiązało z koniecznością przeprowadzenia uciążliwego postępowania o udzielenie zamówienia publicznego. Oba te scenariusze są, z punktu widzenia rozwoju sektora klastrów energii, niekorzystne. W tym kontekście rekomendujemy jedno z dwóch rozwiązań: • pozostawienie zapisu, w myśl którego koordynator musi być członkiem klastra;	

			• ewentualnie: wprowadzenie wymogu, by koordynator musiał być członkiem klastra w przypadku wyższej formy organizacyjnej klastra, tj. klastra energii rejestrowanego w URE. Propozycja zmiany Uzupełnienie ustawy o art. 38aa ust. 4 o następującej treści: Koordynatorem klastra jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii. Ewentualnie: Do rejestru klastrów, o którym mowa w art. 38ac ustawy może zostać wpisany wyłącznie klaster energii, w którym koordynatorem jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii.	
222.	Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy (art. 2 pkt 15a ustawy OZE)	Krajowa Izba Klastrów Energii i OZE	***Propozycja, którą uważamy za najbardziej korzystną:*** *15a) klaster energii - porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami, o których mowa w art. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne i którego celem jest zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego;",* ***Propozycja opcjonalna:***	**Uwaga częściowo przyjęta** Uwaga dotycząca dodania do definicji klastra energii przepisu o udziale w porozumieniu spółki kapitałowej, której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji została uwzględniona. Zgodnie z definicją zawartą w projektowanej regulacji klaster energii działa w formie porozumienia, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami. Jedną ze stron porozumienia jest jednostka samorządu terytorialnego, która zgodnie z krajowym prawodawstwem jest odpowiedzialna za planowanie i organizację zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze danej gminy. Dodatkowo udział jst powinien zapewnić

			15a) klaster energii - porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami, o których mowa w art. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, którego stroną jest co najmniej jedna jednostka samorządu terytorialnego lub spółka kapitałowa, której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji. Celem klastra energii jest zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego;", Wnosimy o zachowanie swobody klastrów w doborze swoich członków. Wprowadzenie obowiązkowego udziału jednostki samorządu terytorialnego znacząco ogranicza zakres działalności klastrów energii, co również negatywnie przyczyni się do rozwoju klastrów energii w Polsce. Tym bardziej, że wciąż nie jest uregulowana kwestia zakupów energii przez JST w ramach klastra, w kontekście Prawa Zamówień Publicznych. Aby obowiązkowa obecność JST w klastrze, nie blokowała jego rozwoju (i powstania), proponujemy korektę PZP - włączyć do zapisów formułę klastra jako pewnej formy organizacji lokalnego rynku energii, która jest już zdefiniowana w Ustawie o OZE z roku 2015J) powołując się na istniejące już zapisy. Rozwiązałoby to problem obowiązku zakupu energii elektrycznej zgodnie z ustawą Prawo zamówień publicznych przez członków klastrów (JST):	realizację przez członków porozumienia celów działania klastra jakimi poza zapewnieniem korzyści gospodarczych są także korzyści, społeczne i środowiskowe, a także zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego. Poszerzenie możliwości udziału w porozumieniu spółki kapitałowej, której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji zamiast wymaganego udziału jednostki samorządu terytorialnego zwiększa szanse na zaangażowanie jednostek samorządu terytorialnego we współpracę w klastrach energii. Uwaga dotycząca korekty Prawa Zamówień Publicznych jest kierunkowo zasadna, ale wymaga przeprowadzenia dodatkowych analiz w celu procedowania jej w kolejnym projekcie legislacyjnym optymalnie przez MRiT jako resort odpowiedzialny za PZP. Propozycja zwolnienia uczestników klastra z opłaty mocowej nie została uwzględniona. Opłata mocowa wynika z przyjętej w 2017 roku ustawy o rynku mocy, która wprowadziła mechanizm wynagradzania wytwórców energii za gotowość dostarczania energii do sieci. Głównym uzasadnieniem dla jej wprowadzenia było zapewnienie stabilności i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zmniejszenie ryzyka tzw. blackoutu. Wysokość opłaty odzwierciedla płatności dla dostawców mocy, które zostały zakontraktowane w wyniku przeprowadzonych aukcji rynku mocy. Środki pozyskane z tej opłaty przeznaczone będą na budowę nowych, modernizację i utrzymanie istniejących jednostek wytwórczych, a także aktywizację zarządzania zużyciem energii i uelastycznienie popytu na nią. Wysokość opłaty jest uzależniona od grupy taryfowej, a także od tzw. indywidualnej krzywej poboru, czyli różnicy pomiędzy zużyciem energii w godzinach szczytowego zapotrzebowania, a zużyciem w pozostałych godzinach doby. Premiowane jest takie zużywanie, które jak w najmniejszym stopniu wpływa na szczytowe zapotrzebowanie na energię. Wg projektodawcy pozostawienie konieczności uiszczania opłaty mocowej będzie dodatkowym czynnikiem motywującym odbiorców (w tym wypadku członków klastra energii) do świadomego zużywania prądu w

			W ustawie z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych, w art. 4d ust. 1 dodaje się pkt 10) w brzmieniu: „których przedmiotem są dostawy energii elektrycznej, jeżeli zamówienia te udzielane są przez zamawiającego będącego członkiem Klastra Energii, w rozumieniu art. 2 pkt 15a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389 i 2245 oraz z 2019 r. poz. 42, 60 i 730)), wykonawcy będącemu członkiem tego Klastra Energii". Jako uzasadnienie, na rzecz energetyki lokalnej, wskazujemy, że zmiana ma na celu zwolnienie podmiotów podlegających ustawie PZP (np. gminy, szkoły) z obowiązków wynikających z tej ustawy w zakresie zakupu energii elektrycznej w przypadku, gdy są one członkami klastra. Skuteczną zachętą dla samorządów do udziału w klastrach energii byłoby zapewne zwolnienie ich, jako odbiorców energii (w klastrze) z opłaty mocowej.	ciągu doby i w efekcie wpłynie na poprawę bilansowania zapotrzebowania na energię klastra energii. Dodatkowo klastry energii będą miały swój wkład w budowę nowych, modernizację i utrzymanie istniejących jednostek wytwórczych, a także aktywizację zarządzania zużyciem energii i uelastycznienie popytu na nią.
223.	Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy (art. 2 pkt 15a ustawy OZE)	Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii	Usunięcie zapisu o obligatoryjnym udziale co najmniej jednej jednostki samorządu terytorialnego Proponowany zapis: 15a) klaster energii - porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami, o których mowa w art. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, którego celem jest zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych	**Uwaga częściowo przyjęta** Dodany zostanie przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu samorządowej spółki kapitałowej albo spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji.

			stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego;", Członkowie klastra powinni mieć pełną swobodę w decydowaniu o podmiotach będącymi stronami porozumienia. Zapis wskazujący obligatoryjne uczestnictwo jednostki samorządu terytorialnego w praktyce uzależnia od woli jednostki samorządu terytorialnego możliwość utworzenia klastra energii.	
224.	Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy (art. 2 pkt 15a ustawy OZE)	Stowarzyszenie na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego	„*15a) klaster energii - klaster energii - porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami, o których mowa w art. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, <u>którego stroną jest co najmniej jedna jednostka samorządu terytorialnego lub spółka kapitałowa, której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji. (lub całkowite wykreślenie tego warunku).</u> <u>Celem klastra energii jest zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego</u>*" Swoboda w doborze członków powinna być zachowana i kryterium powinna być chęć współpracy. Obowiązkowy udział JST może stać się elementem wewnętrznych rywalizacji władz gminy i tym samym ograniczy chęć współpracy i zaangażowania inicjatyw prywatnych. Zaznaczamy przy tym, że zakup energii przez JST jest warunkowany PZP. Zgodnie z wyjściowym	**Uwaga została częściowo przyjęta** Dodany zostanie przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu samorządowej spółki kapitałowej albo spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji.

			podejściem formuła klastra to odpowiedź budowanie lokalnych struktur energetycznych. Skuteczną zachętą dla samorządów do udziału w klastrach energii byłoby zapewne zwolnienie ich, jako odbiorców energii w ramach klastra energii z opłaty mocowej.	
225.	Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy (art. 2 pkt 15a ustawy OZE)	Izba Energetyki Przemysło-wej i Odbiorców Energii Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu	Zgodnie z zaproponowaną zmianą definicji klastra energii obowiązkowym jest udział co najmniej jednej jednostki samorządu terytorialnego w ramach klastra energii. Powoduje to realne ograniczenia powstawania klastrów energii na obszarach gdzie jednostki samorządu terytorialnego nie są zainteresowane tworzeniem klastrów energii. Proponujemy na pominięcie tego wymogu.	**Uwaga częściowo przyjęta** Dodany zostanie przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu samorządowej spółki kapitałowej, albo spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji.
226.	Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy (art. 2 pkt 15a ustawy OZE)	PGE, PTPIREE	15a) klaster energii elektrycznej - porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną **~~lub ciepłem lub paliwami, o których mowa w art. 3 pkt 3 ustawy Prawo energetyczne~~**,, którego stronami mogą być osoby fizyczne, osoby prawne, w tym jednostki samorządu terytorialnego, oraz jednostki organizacyjne niebędące osobami prawnymi, którym odrębna ustawa przyznaje zdolność prawną;, Uzasadnienie: W żadnym z zapisów projektu nie odnajduje się elementów właściwych dla ciepła i innych paliw wskazanych w definicji.	**Uwaga nieprzyjęta** Celem projektodawcy jest promocja klastrów, które produkują energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii poprzez umożliwienie im korzystania z systemu wsparcia. Aby móc korzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (PURE). Uzyskanie wpisu jest jednym z warunków koniecznych do uzyskania wsparcia. Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności będzie zależał od ustaleń zawartych w porozumieniu i nie musi być związany z produkcją energii z OZE, ani też energii elektrycznej. Klastry te mogą prowadzić działalność także w zakresie ciepła lub innych paliw,

				dlatego uwaga nie może zostać uwzględniona. Ponadto, wytwarzanie energii elektrycznej z biogazu wiąże się również z powstawaniem ciepła.
227.	Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy (art. 2 pkt 15a ustawy OZE)	Krajowa Izba Gospodarcza i Elektroniki	Proponowana w projekcie definicja: „klaster energii - porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami, o których mowa w art. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, którego stroną jest co najmniej jedna jednostka samorządu terytorialnego i którego celem jest zapewnienie korzyści gospodarczych, *społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego”.* (str. 3)	**Uwaga częściowo przyjęta** Dodany zostanie przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu samorządowej spółki kapitałowej, albo spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji.
228.	Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy (art. 2 pkt 15a ustawy OZE)	TOE	Proponujemy wykreślenie obowiązku uczestnictwa jednostek samorządu terytorialnego (JST) jako członków klastra i zastąpienie go jedynie możliwością uczestnictwa w klastrze dla JST. Uzasadnienie: Konieczność posiadania w Klastrze jako członka chociaż jednej JST może ograniczyć rozwój klastrów.	**Uwaga częściowo przyjęta** Dodany zostanie przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu samorządowej spółki kapitałowej, albo spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji.
229.	Zmiana art. 2 pkt 19a ustawy OZE	Towarzyst-wo Elektrowni Wodnych Instytutu Maszyn Przepływo-wych PAN	**Propozycja:** Art. 2 TEW 19a) modernizacja – proces inwestycyjny, którego celem jest odtworzenie stanu pierwotnego lub zmiana parametrów użytkowych lub technicznych instalacji odnawialnego źródła energii wraz z urządzeniami niezbędnymi do spełnienia wymagań dotyczące ochrony środowiska Konieczne jest objęcie mechanizmami wsparcia	**Uwaga wyjaśniona** Szczegółowy katalog kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji oraz maksymalnych wartości tych kosztów w przeliczeniu na moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii zostanie ustalony w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 74 ust. 9 ustawy, które będzie podlegało konsultacjom publicznym w późniejszym okresie.

			obiektów hydroenergetyki, wymagających budowy lub przebudowy przepławek dla ryb oraz innych kosztownych urządzeń służących ochronie środowiska. **Uzasadnienie:** Konieczne jest objęcie mechanizmami wsparcia obiektów hydroenergetyki, wymagających budowy lub przebudowy przepławek dla ryb oraz innych kosztownych urządzeń służących ochronie środowiska.	
230.	Art. 1 pkt 2 lit. k projektu ustawy (art. 2 pkt 19b ustawy OZE)	Polska Platforma LNG i bioLNG	W definicji brakuje opisu sposobu określania mocy instalacji odnawialnego źródła energii produkującego biometan.	**Uwaga wyjaśniona** Art. 2 pkt 19b uOZE reguluje jedynie kwestie mocy zainstalowanej elektrycznej odnawialnego źródła energii – nie ma potrzeby regulacji w tym zakresie dla biometanu.
231.	Art. 1 pkt 2 lit. l projektu ustawy (art. 2 pkt 19c ustawy OZE)	Krajowa Izba Klastrów Energii i OZE	*19c) obszar ograniczania obciążenia szczytowego – zbiór punktów poboru energii członków klastra energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej zasilanych z jednej linii elektroenergetycznej SN lub z jednej stacji SN, uzgodniony z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego*;" Wnosimy o usunięcie linii elektroenergetycznych niskiego napięcia (nN) z treści pkt 19c). Jeżeli linia nN zostanie uwzględniona, obszar ograniczenia obciążenia szczytowego obejmie wyłącznie punkty poboru energii przyłączone na niskim napięciu, których charakterystyka zużycia energii może być mało elastyczna i kłopotliwa w regulacji obciążenia.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
232.	Art. 1 pkt 2 lit. l	PGE	19c) **sieciowy obszar równoważenia energii** – zbiór miejsc dostarczania należący do stron	**Uwaga bezprzedmiotowa**

	projektu ustawy (art. 2 pkt 19c ustawy OZE)		porozumienia klastra energii elektrycznej, zlokalizowanych na odcinku sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej zasilanymi z tej samej stacji transformatorowej WN/SN albo SN/nn” Uzasadnienie: Konsekwencja zmiany definicji usługi na zobowiązanie. Ponadto zwracamy uwagę, że: • przy proponowanym układzie sieciowym, stacja może się nie przeciążać, ale linia już tak • nazwa obszaru nie może wskazywać i ograniczać efektu. OSD po utworzeniu takiego obszaru może przypisać inne efekty sieciowe niż „ograniczenie obciążenia”, co ma wpływ na zdefiniowanie usługi • w dalszej regulacji odniesienia są do miejsc dostarczania, a nie punktów poboru w obszarach miejskich zasilanie z jednej linii elektroenergetycznej SN lub z jednej stacji SN/nN jest stanem mało prawdopodobnym, takie odcinki sieci mają możliwość zasilania z kilku stacji	Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
233.	Art. 1 pkt 2 lit. l projektu ustawy (art. 2 pkt 19c ustawy OZE)	Polskie Stowarzy-szenie Magazyno-wania Energii	Obszar ograniczania obciążenia szczytowego nie powinien być ograniczany do zbiór punktów poboru energii członków klastra energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej zasilanych z jednej linii elektroenergetycznej SN lub z jednej stacji SN/nN, lecz obejmować również obszar stacji WN/SN a nawet obszar kilku stacji WN/SN Proponowany zapis: l) po pkt 19b dodaje się pkt 19c w brzmieniu: „19c) obszar ograniczania obciążenia szczytowego – zbiór punktów poboru energii członków klastra energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

			elektroenergetycznej zasilanych z jednej lub kilku ze sobą powiązanych stacji WN/SN, albo z jednej lub kilku ze sobą powiązanych stacji SN/nN, uzgodniony z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;", Operator Systemu Dystrybucyjnego, po wykonanej analizie technicznej, powinien decydować o obszarze na którym może występować zapotrzebowanie na usługę ograniczania obciążenia szczytowego.	
234.	Art. 1 pkt 2 lit. l projektu ustawy (art. 2 pkt 19c ustawy OZE)	PIGEOR	19c) obszar ograniczania obciążenia szczytowego – zbiór punktów poboru energii członków klastra energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej zasilanych z jednego głównego punktu zasilania GPZ (Stacji 110/Sn), jednej linii elektroenergetycznej SN lub z jednej stacji SN/nN, uzgodniony z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;", Uzasadnienie: Ograniczenie „Obszaru…" do jednej linii SN jednej stacji SN/nN to brak możliwości zakwalifikowanie do „obszaru ograniczonego obciążenia szczytowego np. farmy wiatrowej, biogazowni przyłączonych jedną linią do GPZ (Stacji 110/Sn) z innymi odbiorcami którzy zlokalizowani są tuż obok i również są przyłączeni do tego samego GPZ (stacji 110/Sn) tylko jedną ale inną linią. Udostępnienie możliwości określenia „obszaru ograniczania obciążenia szczytowego na poziomie GPZ (Stacji 110/SN) daje realne możliwości stworzenia „obszarów ograniczania obciążenie szczytowego).	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

235.	Dodanie art. 2 pkt 19d ustawa OZE	ENEA Operator Sp. z o.o.	Propozycja dodania do art. 2 „obszar bilansowania w klastrze energii – zbiór wszystkich punktów poboru energii stron porozumienia klastra energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej zasilanych z jednej linii elektroenergetycznej SN oraz stacji SN/nN przyłączonych do tej linii”. Mając na uwadze bardzo duży obszar funkcjonowania klastra energii wynikający z definicji klastra (członkowie klastra mogą być oddaleni od siebie nawet o ponad 100km co powoduje, że ich bilansowanie może być jedynie wirtualne, nie powodujące realnego obniżenia kosztów funkcjonowania sieci) proponujemy, aby w ramach klastra utworzone zostały obszary bilansowania w klastrze w ramach których odbywałoby się bilansowanie energii wytworzonej i pobranej przez członków klastra należących do jednego obszaru i które byłyby wykorzystywane w rozliczeniach usługi dystrybucyjnej zmiennej. Każdy klaster mógłby mieć dowolną ilość takich obszarów, lecz każdy z członków klastra mógłby należeć tylko do jednego z nich.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga wykracza poza przyjęte założenia projektu. Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra. Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii.
236.	Dodanie art. 2 pkt 19d ustawa OZE	Tauron Polska Energia S.A.	W art. 1 uOZE po pkt 19c) dodaje się pkt 19d) obszar bilansowania w klastrze energii – zbiór wszystkich punktów poboru energii stron porozumienia klastra energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej zasilanych z jednej linii elektroenergetycznej SN oraz stacji SN/nN przyłączonych do tej linii Uzasadnienie:	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga wykracza poza przyjęte założenia projektu. Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe

			Proponujemy wprowadzenie tzw. obszaru bilansowania w klastrze. Mając na uwadze bardzo duży obszar funkcjonowania klastra energii wynikający z definicji klastra (członkowie klastra mogą być oddaleni od siebie nawet o kilkadziesiąt km co powoduje, że ich bilansowanie może być jedynie wirtualne, nie powodujące realnego obniżenia kosztów funkcjonowania sieci) proponujemy, aby w ramach klastra utworzone zostały obszary bilansowania w klastrze w ramach których odbywałoby się bilansowanie energii wytworzonej i pobranej przez członków klastra należących do jednego obszaru i które byłyby wykorzystywane w rozliczeniach usługi dystrybucyjnej zmiennej. Każdy klaster mógłby mieć dowolną ilość takich obszarów, lecz każdy z członków klastra mógłby należeć tylko do jednego z nich.	uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra. Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii.
237.	Art. 1 lit. m projektu ustawy (Art. 2 pkt 22 ustawy OZE)	NCBR	**Propozycja:** „22) odnawialne źródło energii - odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otoczenia, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego, biometanu, biopłynów oraz z wodoru odnawialnego. Rozważa się także przypadki wyjątkowe i tymczasową pracę instalacji operujących z użyciem wodoru szarego/niebieskiego w okresie przejściowym do roku 2030 w przypadku projektów badawczych.;”, **Uzasadnienie:**	**Uwaga nieprzyjęta** Istotą gwarancji pochodzenia dla wodoru odnawialnego jest jego wytwarzanie m.in. w instalacjach odnawialnego źródła energii, w której do wytwarzania wodoru wykorzystywane są odnawialne źródła energii. Zgodnie z treścią Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do roku 2040 (PSW), zaletą tej technologii jest możliwość uzyskiwania dzięki niej bardzo wysokiej czystości otrzymanego wodoru (nawet na poziomie 99,999 %). Wprowadzanie wyjątku w zakresie instalacji wykorzystujących. wodór szary lub niebieski, czyli tzw. wodór konwencjonalny, nawet o charakterze niskoemisyjnym, mogłoby skutkować podważeniem gwarancji pochodzenia takiego wodoru, ze względu na zastosowanie paliw kopalnych a tym samym pochodzenie wodoru nie wyłącznie ze źródeł odnawialnych.

			Ze względu na ogromne zapotrzebowanie technologiczne i te same wymagania technologiczne wobec instalacji wodorowych, niezależne od technologii produkcji wodoru, należy zaadresować nisze rynkową potrzebną przy wprowadzaniu nowych technologii i pozostawić furtkę dla instalacji pilotażowych i testów z użyciem szarego i niebieskiego wodoru.	
238.	Zmiana art. 2 pkt. 27a ustawy OZE	Fundacja Frank Bold	„27a) prosument energii odnawialnej - odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną na własne potrzeby w mikroinstalacji, wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486); Zmiany powinny objąć regulacje określające termin, do którego może zostać po raz pierwszy wytworzona energia elektryczna przez dany podmiot, aby podmiot ten mógł korzystać z funkcjonującego obecnie systemu „opustów”. Fundacja wskazuje, że ustalenie tak znaczącej zmiany, która ma ogromny wpływ na tak istotny dla gospodarki rynek jakim jest rozwijająca się branża m.in. fotowoltaiki, ale też na kierunki rozwoju branży energetycznej w ogóle, a także szanse polskiej transformacji energetycznej, na termin przypadający pół roku po ogłoszeniu projektu ustawy do konsultacji społecznych stanowi działanie naruszające zaufanie społeczne do działań ustawodawcy i zachwianie pewności prawa. Projekt powinien określać realne terminy, które będą przypadać przynajmniej 1 rok po wejściu w życie	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga poza zakresem projektu. Zasady określające pozostanie w systemie opustów zostały uregulowane w ustawie o oze w wyczerpujący sposób.

			ustawy. Podkreślić należy, że zgodnie z wymogami implementowanej Dyrektywy 2019/944 prawa do rozliczeń w istniejącym systemie mogą być nadawane do 31 grudnia 2023 r. Fundacja proponuje ponadto zmianę momentu, od którego liczona jest przynależność podmiotu do danego reżimu rozliczeń. Obecnie proponowany zapis wskazujący jako punkt początkowy działania mikroinstalacji datę wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej uzależnia uprawnienia prosumentów dotyczące systemu rozliczeń na kolejne 15 lat od szybkości rozpoznania ich sprawy przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii. Taka sytuacja wprowadza ryzyko poniesienia poważnych szkód przez nieprofesjonalnych prosumentów wskutek braku chęci przedsiębiorców-monopolistów do umożliwienia im wytwarzania energii w terminie uprawniającym do korzystania z obecnego systemu rozliczeń. Termin przejścia na nowy system rozliczeń powinno być również poprzedzone implementacją RED II i przygotowaniem regulacji, które zapewnią przejście na wymagany przepisami unijnymi sposób rozliczania energii przy zapewnieniu kontynuacji działań zmierzających do realizacji ram polityki klimatyczno-energetycznej i celów środowiskowych.	
239.	Art. 1 pkt 2 lit. p projektu ustawy (art. 2 pkt 27^1	Krajowa Izba Klastrów Energii i OZE	Proponujemy pominięcie tego rozwiązania lub rozszerzenie o pozostałe instalacji. Wnosimy o niewprowadzanie mechanizmu partnerskiego handlu energią, względnie o poszerzenie na inne wielkości instalacji (nie tylko mikroinstalacje).	**Uwaga bezprzedmiotowa** Wdrożenie handlu P2P wynika z wymagań dyrektywy RED II. Jednocześnie należy wskazać, że w pierwszym etapie wdrażania przedmiotowych rozwiązań, wprowadzenie możliwości prowadzenia partnerskiego handlu energią elektryczną w Polsce proponowane jest zatem

	ustawy OZE)		Nie doprecyzowano również kwestii podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie i ponoszącego koszty bilansowania, obsługi operacyjnej (rozliczeń). Ogólne koszty wynikające z handlu energią wytworzonej w mikroinstalacji są nieproporcjonalnie większe niż wartości sprzedanej energii. Nie uregulowano kwestii, kto będzie odprowadzał podatek akcyzowy oraz umarzał świadectwa pochodzenia od energii sprzedanej peer-to-peer. Model sprzedaży bezpośredniej energii wytworzonej z mikroinstalacji (do 50 kW) przez prosumenta nie znajduje uzasadnienia ekonomicznego. Sprzedaż bezpośrednia nie przyciągnie zainteresowania klastrów, gdy nie wprowadza istotnych pod kątem ekonomicznym rozwiązań dla działalności klastrów. Mikroinstalacje mogą zaoferować jedynie stosunkowo małe ilości energii, które mogą okazać się trudne do przewidzenia i uwzględnienia w modelu biznesowym. Dodatkowo, wątpliwości budzi kwestia zawierania transakcji na bardzo małe wartości.	w odniesieniu do transakcji prowadzonych na linii prosument-prosument, prosument-konsument lub inny podmiot uregulowany przepisami ustawy OZE oraz ustawy - Prawo energetyczne. Rozszerzenie peer-to-peer na wszystkich użytkowników systemu stanowiłoby bowiem alternatywną platformę sprzedaży energii podlegającą takim samym obowiązkom i ograniczeniom, co „klasyczny" obrót i sprzedaż energii. Jedynymi różnicami tych systemów sprzedaży (peer-to-peer i obecnie uregulowanego w przepisach prawa krajowego) byłby rodzaj energii (energia odnawialna) i sposób zamawiania i płatności (zautomatyzowane za pośrednictwem internetowej platformy). Taki cel zdaje się nie wynikać z dyrektywy 2018/2001. Przyjęcie takiej regulacji będzie się również wiązało z koniecznością dostosowania do tej formy sprzedaży obowiązujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne. Ponadto celem ustawodawcy było nakreślenie jedynie podstawowych ram prawnych i umożliwienie rozwoju rynku P2P w sposób swobodny. W opinii MKiŚ takie podejście pozwoli na zebranie niezbędnych doświadczeń w stosunkowo ograniczonym, lokalnym „środowisku" uczestników rynku P2P, co na kolejnym etapie może skutkować rozszerzeniem zakresu stosowania handlu P2P i dostosowaniem do tego odpowiednich instrumentów regulacyjnych. Przepisy zostały natomiast doprecyzowane w kontekście sprzedaży energii w ramach handlu P2P, przy jednoczesnym posiadaniu umów ze sprzedawcą i dokonywaniu rozliczeń energii, zgodnie z art. 4 ustawy OZE. Ponadto dookreślone zostały przepisy w zakresie zasad współpracy uczestników handlu P2P z właściwymi Podmiotami Odpowiedzialnymi za Bilansowanie.
240.	Art. 1 pkt 2 lit. p projektu ustawy (art. 2 pkt 27^1	PSE	**Partnerski handel energią z odnawialnych źródeł energii** Partnerski handel energią z odnawialnych źródeł energii powinien być osadzony w obowiązujących mechanizmach rynkowych nominowania umów sprzedaży energii elektrycznej oraz rozliczania	**Uwagi częściowo przyjęte** Zaproponowane w przedmiotowym projekcie rozwiązanie w zakresie partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii umożliwia tego typu sprzedaż energii z OZE w przypadku, gdy wytwarzającym tę energię jest prosument energii odnawialnej lub prosument zbiorowy energii odnawialnej.

	ustawy OZE)		niezbilansowania. W przeciwnym przypadku zawarcie transakcji w ramach partnerskiego handlu nie będzie skutkować zmianą pozycji kontraktowej użytkownika systemu, przez co nie będzie mieć wpływu na jego rozliczenie. Z kolei dokonywanie zmiany pozycji kontraktowej użytkownika systemu poza mechanizmami rynkowymi, będzie zakłócać działalność podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie oraz sprzedawców energii. Projekt ustawy nie precyzuje zasad integracji partnerskiego handlu z mechanizmami rynkowymi. W szczególności nie określa on czy partnerski handel musi być prowadzony w ramach jednego sprzedawcy lub podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie, czy może on być realizowany bez ograniczeń w tym zakresie. W pierwszym przypadku byłoby możliwe stosowanie prostych reguł prowadzenia handlu partnerskiego, ale kosztem istotnego ograniczenia jego swobody. W drugim przypadku stosowanie mechanizmów rynkowych pozwoliłoby na swobodny handel partnerski. Mając na uwadze ideę automatyzacji handlu partnerskiego poprzez wykorzystywanie platformy handlu partnerskiego, za uzasadnione i celowe należy uznać jego implementację w ramach obowiązujących mechanizmów rynkowych, co zapewni swobodę handlu partnerskiego. Zawarta w projekcie ustawy definicja partnerskiego handlu z odnawialnych źródeł energii stanowi częściowe wdrożenie partnerskiego handlu (peer-to-peer), o których mowa w art. 2 pkt 18 w zw. z art. 21 dyr. 2018/2001. Wprowadza ona ograniczenie możliwości prowadzenia tego typu handlu tylko do	W pierwszym etapie wdrażania przedmiotowych rozwiązań, wprowadzenie możliwości prowadzenia partnerskiego handlu energią elektryczną w Polsce proponowane jest zatem w odniesieniu do transakcji prowadzonych na linii prosument-prosument, prosument-konsument lub inny podmiot uregulowany przepisami ustawy OZE oraz ustawy - Prawo energetyczne. Rozszerzenie peer-to-peer na wszystkich użytkowników systemu stanowiłoby alternatywną platformę sprzedaży energii podlegającą takim samym obowiązkom i ograniczeniom, co „klasyczny” obrót i sprzedaż energii. Jedynymi różnicami tych systemów sprzedaży (peer-to-peer i obecnie uregulowanego w przepisach prawa krajowego) byłby rodzaj energii (energia odnawialna) i sposób zamawiania i płatności (zautomatyzowane za pośrednictwem internetowej platformy). Taki cel zdaje się nie wynikać z dyrektywy 2018/2001. Przyjęcie takiej regulacji będzie się również wiązało z koniecznością dostosowania do tej formy sprzedaży obowiązujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne. Jednocześnie należy wskazać, że dookreślone zostaną przepisy w zakresie zasad współpracy uczestników handlu P2P z właściwymi Podmiotami Odpowiedzialnymi za Bilansowanie.

			prosumentów energii odnawialnej oraz prosumentów zbiorowych energii odnawialnej. Należy zwrócić uwagę, że użycie w definicji partnerskiego handlu energią elektryczną pojęcia uczestnika rynku w odniesieniu do prosumentów jest niepoprawne. Pojęcie uczestnika rynku dotyczy podmiotów funkcjonującym na rynku hurtowym, w związku z tym co do zasady nie obejmuje prosumentów. W świetle zasad funkcjonowania rynku energii należy przyjąć, że udział prosumentów w handlu partnerskim może być podstawowo realizowany pośrednio poprzez uczestników rynku będących stroną trzecią. Mając na uwadze istotny i ciągle zwiększający się udział generacji OZE w pokrywaniu krajowego zapotrzebowania, wynikające z tego wyzwania w zakresie integracji generacji źródeł OZE w KSE oraz rosnące zainteresowanie różnych grup odbiorców zakupem energii ze źródeł OZE, uzasadnione jest pełne wdrożenie do regulacji krajowych partnerskiego handlu (peer-to-peer), o których mowa w art. 2 pkt 18 w zw. z art. 21 dyr. 2018/2001. Ponieważ zautomatyzowany handel energią elektryczną z odnawialnych źródeł energii może istotnie wspierać handlową integrację źródeł OZE w KSE, to powinien on być dostępny dla wszystkich uczestników rynku.	
241.	Art. 1 pkt 2 lit. p projektu ustawy (art. 2 pkt 27^1	PIGEOR	Proponujemy następujące brzmienie: „271) partnerski handel energią z odnawialnych źródeł energii – sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii pomiędzy uczestnikami rynku, spośród których wytwarzającym tę energię jest wytwórca OZE, prosument energii odnawialnej, lub prosument zbiorowy energii odnawialnej, na	**Uwaga nieprzyjęta** Zaproponowane w przedmiotowym projekcie rozwiązanie w zakresie partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii umożliwia tego typu sprzedaż energii z OZE w przypadku, gdy wytwarzającym tę energię jest prosument energii odnawialnej lub prosument zbiorowy energii odnawialnej.

	ustawy OZE)		podstawie umowy określającej, w szczególności, warunki dotyczące zautomatyzowanego wykonania transakcji i płatności za nią bezpośrednio między tymi uczestnikami rynku albo za pośrednictwem uczestnika rynku będącego stroną trzecią;" Uzasadnienie: Nie ma uzasadnienia dla ograniczania się tylko do prosumentów, Dyrektywa RED II tego nie ogranicza.	W pierwszym etapie wdrażania przedmiotowych rozwiązań, wprowadzenie możliwości prowadzenia partnerskiego handlu energią elektryczną w Polsce proponowane jest zatem w odniesieniu do transakcji prowadzonych na linii prosument-prosument, prosument-konsument lub inny podmiot uregulowany przepisami ustawy OZE oraz ustawy - Prawo energetyczne. Rozszerzenie peer-to-peer na wszystkich użytkowników systemu stanowiłoby alternatywną platformę sprzedaży energii podlegającą takim samym obowiązkom i ograniczeniom, co „klasyczny" obrót i sprzedaż energii. Jedynymi różnicami tych systemów sprzedaży (peer-to-peer i obecnie uregulowanego w przepisach prawa krajowego) byłby rodzaj energii (energia odnawialna) i sposób zamawiania i płatności (zautomatyzowane za pośrednictwem internetowej platformy). Taki cel zdaje się nie wynikać z dyrektywy 2018/2001. Przyjęcie takiej regulacji będzie się również wiązało z koniecznością dostosowania do tej formy sprzedaży obowiązujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne.
242.	Art. 1 pkt 2 lit. u projektu ustawy (art. 2 pkt 35b ustawy OZE)	Krajowa Izba Klastrów i Energii OZE	*Konieczność całościowego przeredagowania* Wnosimy o wyjaśnienia celu wprowadzenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego. Oprócz tego, w proponowanym brzmieniu nie są przybliżone koszty jej wykonania i korzyści, które usługa obszarów ograniczania obciążenia ma przynieść klastrom energii, w szczególności, jeśli zostanie przeprowadzona w jednej linii SN lub jednej stacji SN/nn. Nowy mechanizm usługi ograniczania obciążenia szczytowego nie został odpowiednio szczegółowo przedstawiony w obecnej propozycji zmiany ustawy OZE. Wymagane jest więc ogólne doprecyzowanie założeń i zasad funkcjonowania usługi ograniczania obciążenia szczytowego.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
243.	Art. 1 pkt 2 lit. u projektu ustawy	NCBR	**Propozycja:** „35b) usługa ograniczania obciążenia szczytowego – usługa wykonywana na obszarze ograniczania	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

	(art. 2 pkt 35b ustawy OZE)		szczytowego obciążenia mocy polegająca na zmniejszeniu mocy szczytowych obciążających infrastrukturę sieciową, poprzez aktywne zarządzanie zapotrzebowaniem i wytwarzaniem energii elektrycznej oraz wykorzystanie energii magazynowanej zgodnie z priorytetami zarządczymi;". **Uzasadnienie:** W art.2 pkt 13b do instalacji włączono również magazyny i powinny być one uwzględnione w ramach tworzenia infrastruktury sieciowej oraz planowania wykorzystania energii.	
244.	Art. 1 pkt 2 lit. u projektu ustawy (art. 2 pkt 35b ustawy OZE)	PGE	35b) **zobowiązanie do równoważenia energii** – zobowiązanie do wykonywania na sieciowym obszarze równoważenia energii elektrycznej, działań mających na celu zwiększenie lokalnego zbilansowania energii elektrycznej wyprodukowanej i zużytej przez strony porozumienia klastra. Uzasadnienie: Proponowana nazwa stoi w sprzeczności z art. 32 dyrektywy 2019/944. Pojęcie nie jest właściwe w kontekście rozumienia pojęcia „usługa". Rozproszone OZE z istoty działania (warunki atmosferyczne/pory roku) zawodzą podczas świadczenia usługi – bo wtedy kiedy jest ona potrzebna, to zasób jej z przyczyn obiektywnych nie wyświadczy. Przykład – zimowy szczyt obciążenia jest po południu i trudno tutaj, żeby klaster a priori to obciążenie ograniczył. Właściwsze byłoby pojęcie zobowiązania do równoważenia energii. Do poważnego przeanalizowania są zasady wynagradzania za taką	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

			aktywność, tak aby nie powodowały licznych sporów z klastrami. Pozostałe zapisy, w których występują pojęcia usługi ograniczenia oraz obszaru ograniczenia, powinny zostać zmienione zgodnie z zaproponowanymi definicjami.	
245.	Art. 1 pkt 2 lit. v projektu ustawy (art. 2 pkt 36a ustawy OZE)	NCBR	**Propozycja:** Uproszczenie definicji wodoru odnawialnego. Proponujemy: 36a) wodór odnawialny - wodór wytworzony w instalacji odnawialnego źródła energii;", **Uzasadnienie:** Instalacja odnawialnego źródła energii wskazana w pkt 13 mówi jasno o źródłach wytwarzania, dlatego taki zapis definicji wodoru jest niejasny. Proponujemy uproszczenie definicji wszędzie tam gdzie jest to możliwe.	**Uwaga nieprzyjęta** Uproszczenie takiej definicji mogłoby skutkować sytuacją, kiedy do instalacji odnawialnych źródeł energii zostanie doprowadzona energia elektryczna pochodząca z innych niż odnawialne źródła, co z kolei mogłoby skutkować niespełnieniem warunku dot. czystości wytwarzanego wodoru odnawialnego. Projektodawca zaproponował definicję w projekcie ustawy jak poniżej: wodór odnawialny – wodór wytworzony w instalacji odnawialnego źródła energii z energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii, przy czym przez wytwarzanie wodoru odnawialnego należy również rozumieć uzyskanie wodoru odnawialnego w procesie elektrolizy
246.	Art. 1 pkt 2 lit. v projektu ustawy (art. 2 pkt 36a ustawy OZE)	Polskie Stowarzy-szenie Magazyno-wania Energii	Doprecyzowanie, że wodór wytworzony jest przy użyciu wyłącznie odnawialnych źródeł energii Proponowany zapis: „36a) wodór odnawialny - wodór wytworzony przy użyciu wyłącznie odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii;", Celowe doprecyzowanie przepisu, tak, aby jednoznacznie wskazywał, że energia wykorzystywana na potrzeby procesu elektrolizy pochodzi wyłącznie ze źródeł odnawialnych.	**Uwaga częściowo przyjęta** DEG dostrzega konieczność zmodyfikowania definicji „wodoru odnawialnego". W projekcie ustawy zaproponowano jej brzmienie jak poniżej: wodór odnawialny – wodór odnawialny - wodór wytworzony w instalacji odnawialnego źródła energii z energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii, przy czym przez wytwarzanie wodoru odnawialnego należy również rozumieć uzyskanie wodoru odnawialnego w procesie elektrolizy
247.	Art. 1 pkt 2 lit. v projektu ustawy	Tauron Polska Energia S.A.	Art. 1 pkt 2 lit. v W art. 2 po pkt 36 dodaje się pkt 36a w brzmieniu: „36a) wodór odnawialny - wodór wytworzony z odnawialnych źródeł energii w instalacji	**Uwaga częściowo przyjęta**

	(art. 2 pkt 36a ustawy OZE)		odnawialnego źródła energii **lub z innych technologii pozwalających na uzyskanie bliskiego zeru lub negatywnego śladu węglowego**;", Lub modyfikacja definicji instalacji OZE, która umożliwiłaby dopuszczenie technologii produkcji odnawialnego wodoru z odpadów, gwarantujących bliski zeru/ujemny ślad węglowy: Art. 1 pkt 2 lit. h W art. 2 pkt 13 otrzymuje brzmienie: „13) instalacja odnawialnego źródła energii – instalację stanowiącą wyodrębniony zespół: a) urządzeń służących do wytwarzania energii lub ciepła lub chłodu opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia lub ciepło lub chłód jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii **lub jest wytwarzana ze zgazowania/pirolizy odpadów nie przeznaczonych do recyklingu**, lub b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego, biogazu lub biometanu **lub metanu odnawialnego**[35] lub wodoru odnawialnego - a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, magazyn wodoru odnawialnego lub magazyn biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu **lub metanu odnawialnego**[36];"; Uzasadnienie: Uwzględnienie wodoru pozyskiwanego w wyniku termicznego przetwarzania (innego niż spalanie) odpadów nie przeznaczonych do recyklingu (osady	DEG dostrzega konieczność wprowadzenia zmian w definicji wodoru odnawialnego oraz instalacji odnawialnego źródła energii. W projekcie ustawy zaproponowano ich brzmienie jak poniżej: wodór odnawialny - wodór wytworzony w instalacji odnawialnego źródła energii z energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii, przy czym przez wytwarzanie wodoru odnawialnego należy również rozumieć uzyskanie wodoru odnawialnego w procesie elektrolizy instalacja odnawialnego źródła energii – instalację stanowiącą wyodrębniony zespół: a) urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia elektryczna lub ciepło lub chłód są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lub b) obiektów budowlanych i urządzeń, stanowiących całość techniczno-użytkową służącą do wytwarzania biogazu rolniczego, biogazu lub biometanu lub wodoru odnawialnego - a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej lub magazyn biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu lub instalacja magazynowa w rozumieniu art. 3 pkt 10a ustawy – Prawo energetyczne, wykorzystywana do magazynowania wodoru odnawialnego Inne proponowane technologie wytwarzania wodoru odnawialnego wykraczają poza zakres implementacyjny dyrektywy RED II. Ministerstwo Klimatu i Środowiska nie wyklucza jednak prac legislacyjnych we wspomnianym obszarze, przy okazji innych projektów regulujących rynek wodoru.

[35] Zapis konieczny, gdy w Art. 1, pkt. 2 lit. b ppkt. 3c) pojawi się zapis definiujący **metan odnawialny** jako pojęcie odrębne od pojęcia biometanu.
[36] Zapis konieczny, gdy w Art. 1, pkt. 2 lit. b ppkt. 3c) pojawi się zapis definiujący **metan odnawialny** jako pojęcie odrębne od pojęcia biometanu.

			ściekowe, odpady komunalne, RDF, inne) w definicji „wodoru odnawialnego”. Ślad węglowy wodoru pozyskanego w ten sposób, w zależności od zastosowanej technologii (np. zgazowanie) może być ujemny. Tego rodzaju zapis będzie stymulował **rozwój gospodarki obiegu zamkniętego** oraz stanowił istotne wsparcie dla procesu dekarbonizacji i wodoryzacji gospodarki. Rozwiązanie to pozwala na uniknięcie emisji CO2 powstających w tradycyjnych spalarniach odpadów. Istnieją przykłady technologii przetwarzających odpady do zielonego/odnawialnego wodoru w Europie zachodniej, posiadających akredytację DNV (poświadczającej status zielonego/odnawialnego wodoru wynikającego z uniknięcej emisji dwutlenku węgla). Przykład: http://www.greenovate.eu/en/green-hydrogen-from-waste W powyższym kierunku zmierza ustawodawstwo UE. W regulaminie konkursu Funduszu Innowacji UE znalazł się mechanizm premiujący technologie wytwarzania produktów na bazie RDF i odpadów komunalnych. Technologia, która wykorzystuje odpady przeznaczone do składowania bądź spalania (niemożliwe do recyklingu) jest premiowana poprzez odjęcie emisji które powstałyby w wyniku ich spalania. Dzięki temu możliwe jest uzyskanie ujemnego śladu węglowego dla danego produktu. *Źródło: European Comission Innovation Fund (InnovFund) Call for proposals (InnovFund-LSC-2020-two-stage, July 2020), Annex C: Methodology for calculation of GHG emission avoidance, s. 13*	

			(2.2.3.1 RIGID inputs, Example - Municipal waste as input).	
248.	art. 2 pkt. 33a ustawy OZE	Polska Platforma LNG i bioLNG	Zwracamy uwagę, żeby zmiana dotyczyła wszystkich wystąpień zmienianej frazy we wspomnianym przepisie. W przeciwnym przypadku przedmiotem działalności spółdzielni mogłaby być produkcja biometanu, ale zużywanie już nie.	**Uwaga przyjęta**
249.	art. 2 pkt. 33a ustawy OZE	Fundacja Frank Bold	Instytucja „spółdzielni energetycznej" w swojej obecnej formie nie spełnia żadnej funkcji (od początku istnienia regulacji powstała w Polsce jedna spółdzielnia energetyczna – w maju 2021), a wprowadzane obecnie regulacje mogą potencjalnie powodować dodatkowy chaos legislacyjny poprzez współistnienie niedziałających „spółdzielni energetycznych" oraz spółdzielni, które realizują działania obywatelskiej społeczności energetycznej. Fundacja podnosi, że konieczna jest w tym zakresie przemyślana i dostosowana do uwarunkowań i potrzeb rynku, która regulacje RED II i uprawnienia podmiotów działających w zakresie energii z odnawialnych źródeł do społeczności energetycznych. Do czasu wprowadzenia kompleksowych rozwiązań w tym zakresie, celem umożliwienia funkcjonowania spółdzielni energetycznych w rozumieniu ustawy o odnawialnych źródłach energii konieczna jest zmiana istniejących przepisów. Taka zmiana jest stanowi realizację w szczególności normy art. 16 Dyrektywy 2019/944. 33a) spółdzielnia energetyczna – spółdzielnię w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2020 r. poz. 275, 568, 695, 875 i 2320) lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz.	**Uwaga częściowo przyjęta** Wdrożenie społeczności energetycznej nastąpi w odrębnym projekcie legislacyjnym (UC 74). Spółdzielnia energetyczna, z uwagi na system rozliczeń opustowych, nie jest zgodna z wymogami dyrektywy RED z uwagi na prawo do sprzedaży energii elektrycznej, o jakim mowa w art. 22 ust. 2 tej dyrektywy. Natomiast definicja spółdzielni energetycznej zostanie uzupełniona o biometan.

			2073), której przedmiotem działalności jest wytwarzanie, zużywanie, magazynowanie i sprzedaż energii elektrycznej lub biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu lub ciepła, z instalacji odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, lub ciepła przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej, o ile obrót energią nie stanowi dla spółdzielni głównej działalności gospodarczej ani zawodowej;”	
250.	Dodanie art. 2 pkt 41 ustawy OZE	PCA	Proponuje się, w projekcie ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw wprowadzić: <u>w art. 2</u> po pkt 40 dodaje się pkt 41 w brzmieniu: 41) jednostka akredytowana – jednostka certyfikująca wyroby, akredytowana przez Polskie Centrum Akredytacji, posiadająca akredytację w zakresie działań określonych w ustawie. Tak zdefiniowane określenie „jednostka akredytowana” należałoby konsekwentnie stosować w treści projektu	**Uwaga wyjaśniona** Przyjmuje się, iż ze względu na zdecydowanie różny zakres obowiązków jednostek akredytowanych, który został zawarty w tym projekcie ustawy, jedna definicja jednostki akredytowanej mogłaby być myląca i nieprecyzyjna. Określenie „jednostka akredytowana” zostało zdefiniowane dla przepisów dotyczących gwarancji pochodzenia.
251.	Art. 1 pkt 3 projektu ustawy (Art. 2a pkt 2 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A.	Art. 2a (…) 2) *rozpoczęciu modernizacji, należy przez to rozumieć dzień rozpoczęcia robót budowlanych związanych z modernizacją albo dzień podjęcia wiążącego zobowiązania do zamówienia urządzeń lub innego zobowiązania, które sprawia, że modernizacja staje się nieodwracalna, z wyłączeniem zakupu gruntów oraz*	**Uwaga przyjęta**

			prac przygotowawczych, polegających na uzyskiwaniu zezwoleń i wykonywaniu ~~wstępnych~~ studiów wykonalności, w zależności od tego, które zdarzenie nastąpi wcześniej. Uzasadnienie: W celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, proponujemy wprowadzenie doprecyzowania treści odnoszącej się do pojęcia „rozpoczęcie modernizacji”.	
252.	Art. 1 pkt 3 projektu ustawy (Art. 2a pkt 3 ustawy OZE)	PSE	**Rola operatora sieci dystrybucyjnych (OSD) i operatora sieci przesyłowych (OSP) w odbiorze zmodernizowanej instalacji** Projektowane przepisy przewidują, że przez zakończenie modernizacji instalacji, w przypadku, gdy uzyskanie pozwoleń na użytkowanie nie jest wymagane przepisami ustawy – Prawo budowlane, rozumie się dzień odbioru urządzeń elektroenergetycznych modernizowanej instalacji przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Jednocześnie przepisy prawa nie nakładają na operatorów obowiązków w zakresie odbierania zmodernizowanej instalacji, a tym samym nie jest określone na czym taki odbiór miałby polegać, w tym na jakim etapie powinien być on dokonywany. OSD/OSP nie dokonują odbioru instalacji, zaś jedynym ich działaniem związanym z zakończeniem modernizacji instalacji może być dostosowanie obowiązujących umów (dystrybucji/przesyłania oraz przy dużych modernizacjach - zmiana umowy przyłączeniowej).	**Uwaga przyjęta**

			Mając na uwadze powyższe proponuje się nadanie art. 2a pkt 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii następującego brzmienia: „3) zakończeniu modernizacji, należy przez to rozumieć dzień uzyskania pozwolenia na użytkowanie zmodernizowanej instalacji, jeżeli jego uzyskanie jest wymagane przepisami ustawy – Prawo budowlane, albo pozwolenia na eksploatację urządzenia technicznego, jeżeli jego uzyskanie jest wymagane przepisami ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym (Dz. U. z 2021 r. poz. 272 i 2269), zależnie od tego, które z tych zdarzeń nastąpi później.	
253.	Art. 1 pkt 4 ustawy OZE (Art. 3a ustawy OZE)	Krajowa Izba Klastrów i Energii OZE	*Konieczność doprecyzowania* Wnosimy o doprecyzowanie, w jaki sposób dokonywane i rozliczane mają być transakcje pomiędzy uczestnikami partnerskiego handlu energią. Czy w stosunku do sprzedawanej ilości energii zgłaszany jest grafik handlowy? W jaki sposób dokonywane ma być rozliczenie bilansowania handlowego, w szczególności kto będzie za bilansowanie odpowiedzialny? Nie uregulowano kwestii, kto będzie odprowadzał m.in. podatek akcyzowy W ocenie KIKE zaproponowane brzmienie zasad partnerskiego handlu energią jest niewystarczająco precyzyjne, aby zachęcić klastry do stosowania partnerskiego handlu energią, co w konsekwencji spowoduje, że omawiane przepisy pozostaną martwe.	**Uwagi częściowo przyjęte** Celem ustawodawcy było nakreślenie jedynie podstawowych ram prawnych i umożliwienie rozwoju rynku P2P w sposób swobodny. Jednocześnie dookreślone zostaną przepisy w zakresie zasad współpracy uczestników handlu P2P z właściwymi Podmiotami Odpowiedzialnymi za Bilansowanie.
254.	Art. 1 pkt 4 ustawy	Energa S.A.	W naszej ocenie Partnerski handel energią (P2P) wymaga szerszego uregulowania	**Uwagi częściowo przyjęte**

	OZE (Art. 3a ustawy OZE)		w Ustawie o OZE (względnie w dedykowanym rozporządzeniu), w szczególności w zakresie jego wpływu na relacje prosumenta lub prosumenta zbiorowego ze sprzedawcą energii oraz realizację przez sprzedawcę obecnie przewidzianych w Ustawie o OZE obowiązków dot. prowadzenia z prosumentami rozliczeń. Poniżej wskazaliśmy wątpliwości i kwestie, które powinny zostać rozstrzygnięte w ramach przepisów ustawy (względnie w dedykowanym rozporządzeniu): a) czy prosument lub prosument zbiorowy korzystający z P2P będzie nadal uprawniony do korzystania z rozliczeń przewidzianych w art. 4 ust. 1 i 1a Ustawy o OZE (rozliczenia w ramach obecnego modelu „opustów" oraz nowego modelu net-billingu), b) jeżeli dopuszczalne będzie łączenie P2P z ustawowymi modelami rozliczeń prosumentów – wówczas jak będzie przebiegać rozliczenie prosumenta lub prosumenta zbiorowego oraz wymiana informacji pomiędzy poszczególnymi stronami zaangażowanymi w te procesy (sprzedawca, OSD, prosument lub prosument zbiorowy, względnie agregator), c) czy prosument lub prosument zbiorowy korzystający z P2P będzie zobowiązany poinformować o tym fakcie sprzedawcę? Wydaje się, że posiadania przez sprzedawcę takiej informacji będzie niezbędne, m.in. do tego, aby prawidłowo prowadzić rozliczenia z prosumentem,	Celem ustawodawcy było nakreślenie jedynie podstawowych ram prawnych i umożliwienie rozwoju rynku P2P w sposób swobodny. Jednocześnie dookreślone zostaną przepisy w zakresie zasad współpracy uczestników handlu P2P z właściwymi Podmiotami Odpowiedzialnymi za Bilansowanie. Dodatkowo trzeba podkreślić, że vacatio legis przedmiotowych przepisów przewidziane jest do 1 stycznia 2026 r.

			d) czy i w jaki sposób odbiorca (konsument), który nabędzie od prosumenta lub prosumenta zbiorowego energię w ramach P2P będzie dysponował tą energią i do jakich celów będzie mógł ją wykorzystać. Czy taki odbiorca np. będzie mógł zakupioną energię wykorzystać do obniżenia swoich rachunków za energię (zużyć taką energię jako odbiorca końcowy). Zależnie od rozstrzygnięcia powyższych kwestii konieczne może być wdrożenie, odpowiednich rozwiązań ustawowych dot. prowadzenia przez sprzedawcę rozliczeń z odbiorcą (konsumentem), który nabywa energię w ramach P2P, e) czy handel P2P będzie wiązał się z jakimiś ograniczeniami, w szczególności tymi związanymi z fizycznymi przepływami energii, w sieci, np. w zakresie tego, że prosument lub prosument zbiorowy (czyli strona sprzedająca) oraz nabywca energii (strona kupująca) powinni być przyłączenie do sieci tego samego OSD, f) kwestia przepływu informacji, w tym danych pomiarowych, pomiędzy OSD, prosumentem, odbiorcą (konsumentem), agregatorem, sprzedawcą.	

			Proponujemy doprecyzowanie wskazanych zagadnień w kolejnej wersji projektu ustawy.	
255.	Art. 1 pkt 4 ustawy OZE (Art. 3a ustawy OZE)	TOE	Proponujemy uzupełnienie/zmianę przepisów zgodnie z uzasadnieniem Uzasadnienie: W naszej ocenie partnerski handel energią (P2P) wymaga szerszego uregulowania w ustawie o odnawialnych źródłach energii (Ustaw o OZE), względnie w dedykowanym rozporządzeniu, w szczególności w zakresie jego wpływu na relacje prosumenta lub prosumenta zbiorowego ze sprzedawcą energii oraz realizację przez sprzedawcę obecnie przewidzianych w Ustawie o OZE obowiązków dot. prowadzenia z prosumentami rozliczeń. Poniżej wskazaliśmy wątpliwości i kwestie, które powinny zostać rozstrzygnięte w ramach przepisów ustawy (względnie w dedykowanym rozporządzeniu): a) czy prosument lub prosument zbiorowy korzystający z P2P będzie nadal uprawniony do korzystania z rozliczeń przewidzianych w art. 4 ust. 1 i 1a Ustawy o OZE (rozliczenia w ramach obecnego modelu opustów oraz nowego modelu net-billingu); b) jeżeli dopuszczalne będzie łączenie P2P z ustawowymi modelami rozliczeń prosumentów – wówczas jak będzie przebiegać rozliczenie prosumenta lub prosumenta zbiorowego oraz wymiana informacji pomiędzy poszczególnymi stronami zaangażowanymi w te procesy (sprzedawca, OSD, prosument lub	**Uwagi częściowo przyjęte** Celem ustawodawcy było nakreślenie jedynie podstawowych ram prawnych i umożliwienie rozwoju rynku P2P w sposób swobodny. Jednocześnie dookreślone zostaną przepisy w zakresie zasad współpracy uczestników handlu P2P z właściwymi Podmiotami Odpowiedzialnymi za Bilansowanie. Dodatkowo trzeba podkreślić, że vacatio legis przedmiotowych przepisów przewidziane jest do 1 stycznia 2026 r.

			prosument zbiorowy, względnie agregator); c) czy prosument lub prosument zbiorowy korzystający z P2P będzie zobowiązany poinformować o tym fakcie sprzedawcę? Wydaje się, że posiadanie przez sprzedawcę takiej informacji będzie niezbędne, m.in. do tego, aby prawidłowo prowadzić rozliczenia z prosumentem; d) czy i w jaki sposób odbiorca (konsument), który nabędzie od prosumenta lub prosumenta zbiorowego energię w ramach P2P będzie dysponował tą energią i do jakich celów będzie mógł ją wykorzystać. Czy taki odbiorca np. będzie mógł zakupioną energię wykorzystać do obniżenia swoich rachunków za energię (zużyć taką energię jako odbiorca końcowy). Zależnie od rozstrzygnięcia powyższych kwestii konieczne może być wdrożenie, odpowiednich rozwiązań ustawowych dot. prowadzenia przez sprzedawcę rozliczeń z odbiorcą (konsumentem), który nabywa energię w ramach P2P; e) czy handel P2P będzie wiązał się z jakimiś ograniczeniami, w szczególności tymi związanymi z fizycznymi przepływami energii w sieci, np. w zakresie tego, że prosument lub prosument zbiorowy (czyli strona sprzedająca) oraz nabywca energii (strona kupująca) powinni być przyłączenie do sieci tego samego OSD;	

			f) kwestia przepływu informacji, w tym danych pomiarowych, pomiędzy OSD, prosumentem, odbiorcą (konsumentem), agregatorem, sprzedawcą. Proponujemy doprecyzowanie wskazanych zagadnień w kolejnej wersji projektu ustawy.	
256.	Dodanie art. 3a ustawy OZE	BOLTON Electric sp. z o. o.	Ponadto, niezależnie od propozycji przedstawionych przez Ministerstwo, z uwagi na fakt, że prace obejmują kompleksową reformę przepisów regulujących działalność klastrów energii, proponujemy wprowadzenie dodatkowej regulacji odnoszącej się do wymogów regulacyjnych związanych z obrotem energią elektryczną na terenie klastra. Proponujemy w tym zakresie zwolnienie klastrów energii z koncesji na obrót energią elektryczną (OEE) na obszarze działalności tych klastrów – analogicznie do rozwiązania przyjętego w ustawie Prawo energetyczne w stosunku do spółdzielni energetycznych: Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. e tej ustawy: *Uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią z wyłączeniem obrotu energią elektryczną przez spółdzielnię energetyczną w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, dokonywanego w ramach działalności prowadzonej na rzecz wszystkich odbiorców należących do tej spółdzielni.* Jednocześnie, z odrębnych regulacji wynika, że spółdzielnia energetyczna nie może mieć więcej, niż 1000 członków. Mając powyższe na uwadze, proponujemy wprowadzenie w ustawie o	**Uwaga nieprzyjęta** Zwolnienie z obowiązku koncesyjnego stwarza zbyt duże zróżnicowanie względem pozostałych uczestników rynku energii. Stwarza poważne ryzyko nadużyć, ponieważ przedsiębiorstwa (klaster nie jest odrębną jednostką organizacyjną) będą przystępować do porozumień klastrowych tylko w celu uzyskania zwolnienia z koncesji, a w następstwie tego także z opłaty koncesyjnej i obowiązków sprawozdawczych do Prezesa URE.

			odnawialnych źródłach energii analogicznego uregulowania dla klastrów energii. Proponowana zmiana wynika z lokalnej skali działania klastrów energii i ich członków. Zgodnie z przepisami ustawy o odnawialnych źródłach energii podjęcie i wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wymaga uzyskania koncesji na zasadach i warunkach określonych w ustawie - Prawo energetyczne, z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacjach i w małych instalacjach. Koncesja na obrót energią nie jest potrzebna przy sprzedaży „własnej" energii – obrót energią występuje w przypadku czynności kupna i odsprzedaży. **Ustawodawca nie dostrzegł jednak, że w ramach prawidłowego funkcjonowania klastra, koordynator klastra może wykazywać zapotrzebowanie na obrót energią na rzecz odbiorców należących do tego klastra.** Pomimo tego, że takie działanie miałoby charakter lokalny i ze swojej definicji bardzo ograniczony, w celu realizacji tych działań koordynator klastra musiałby występować o pełną koncesję na obrót energią elektryczną (OEE). Proces uzyskania koncesji jest trudny, czasochłonny i skomplikowany, obwarowany trudnymi do spełnienia warunkami. Mówiąc potocznie, uzyskanie koncesji na obrót energią elektryczną wymaga przeskoczenia wysoko zawieszonej poprzeczki.	

			Opracowując regulację spółdzielni energetycznej, ustawodawca uznał że te wymogi są zawieszone niewspółmiernie wysoko w stosunku do lokalnego, ograniczonego i „wewnętrznego" charakteru obrotu energią elektryczną w ramach spółdzielni energetycznej. W rezultacie, spółdzielnie energetyczne zostały zwolnione z obowiązku pozyskiwania koncesji OEE w przypadku, gdy obrót dokonuje się na rzecz ich członków. Jest to sytuacja w pełni analogiczna z klastrami energii. Ewentualny obrót energią elektryczną w ramach klastra jest małoskalowy i lokalny. Mając to na uwadze, zwolnienie koordynatora klastra z wymogu pozyskania koncesji OEE w przypadku obrotu energią elektryczną na rzecz członków klastra byłoby rozwiązaniem w pełni analogicznym z tym, które już funkcjonuje w zakresie spółdzielni energetycznych. Z powyższych względów, w celu zapewnienia odpowiednich zachęt dla rozwoju energetyki obywatelskiej można zaproponować wprowadzenie do przepisów Prawa energetycznego zwolnienia z obowiązku posiadania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej przy spełnieniu takich samych warunków jak spółdzielnia energetyczna. Tego rodzaju zwolnienie spełniłoby cel promowania energetyki rozproszonej, a więc dużej liczby źródeł o niewielkiej mocy. Umożliwiłoby to, bez dodatkowych formalności związanych z uzyskaniem koncesji, zaopatrywanie członków klastra w energię w ramach klastra energii. Do tej pory znany jest jeden przypadek uzyskania tzw. koncesji SOFT dla koordynatora klastra energii	

			w Suwałkach - PEC Suwałki (koncesja obejmuje działalność gospodarczą polegająca na obrocie energią elektryczną na potrzeby odbiorców znajdujących się na terytorium obejmującym województwo podlaskie). Brak jest jednak nadal dedykowanych przepisów dotyczących koncesji w klastrze energii, które dawałaby pewność potencjalnym członkom klastra co do warunków tworzenia i funkcjonowania takiego podmiotu. Propozycja zmiany Dodanie w ustawie art. 3a o treści*:* *Wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią przez koordynatora lub członków klastra energii na rzecz odbiorców należących do tego klastra, nie wymaga uzyskania koncesji, pod warunkiem że klaster nie liczy więcej niż 1 000 członków.*	
257.	Dodanie art. 3a ustawy OZE	DOEKO Group sp. z o. o SCEO	Ponadto, niezależnie od propozycji przedstawionych przez Ministerstwo, z uwagi na fakt, że prace obejmują kompleksową reformę przepisów regulujących działalność klastrów energii, proponujemy wprowadzenie dodatkowej regulacji odnoszącej się do wymogów regulacyjnych związanych z obrotem energią elektryczną na terenie klastra. Proponujemy w tym zakresie zwolnienie klastrów energii z koncesji na obrót energią elektryczną (OEE) na obszarze działalności tych klastrów – analogicznie do rozwiązania przyjętego w ustawie Prawo energetyczne w stosunku do spółdzielni energetycznych:	**Uwaga nieprzyjęta** Zwolnienie z obowiązku koncesyjnego stwarza zbyt duże zróżnicowanie względem pozostałych uczestników rynku energii. Stwarza poważne ryzyko nadużyć, ponieważ przedsiębiorstwa (klaster nie jest odrębną jednostką organizacyjną) będą przystępować do porozumień klastrowych tylko w celu uzyskania zwolnienia z koncesji, a w następstwie tego także opłaty koncesyjnej i obowiązków sprawozdawczych do Prezesa URE.

			Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. e tej ustawy: *Uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią z wyłączeniem obrotu energią elektryczną przez spółdzielnię energetyczną w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, dokonywanego w ramach działalności prowadzonej na rzecz wszystkich odbiorców należących do tej spółdzielni.* Jednocześnie, z odrębnych regulacji wynika, że spółdzielnia energetyczna nie może mieć więcej, niż 1000 członków. Mając powyższe na uwadze, proponujemy wprowadzenie w ustawie o odnawialnych źródłach energii analogicznego uregulowania dla klastrów energii. Proponowana zmiana wynika z lokalnej skali działania klastrów energii i ich członków. Zgodnie z przepisami ustawy o odnawialnych źródłach energii podjęcie i wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wymaga uzyskania koncesji na zasadach i warunkach określonych w ustawie - Prawo energetyczne, z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacjach i w małych instalacjach. Koncesja na obrót energią nie jest potrzebna przy sprzedaży „własnej" energii – obrót energią występuje w przypadku czynności kupna i odsprzedaży. **Ustawodawca nie dostrzegł jednak, że w ramach prawidłowego funkcjonowania klastra, koordynator klastra może wykazywać zapotrzebowanie na obrót energią na rzecz odbiorców należących do tego klastra.** Pomimo tego, że takie działanie miałoby charakter lokalny i	

			ze swojej definicji bardzo ograniczony, w celu realizacji tych działań koordynator klastra musiałby występować o pełną koncesję na obrót energią elektryczną (OEE). Proces uzyskania koncesji jest trudny, czasochłonny i skomplikowany, obwarowany trudnymi do spełnienia warunkami. Mówiąc potocznie, uzyskanie koncesji na obrót energią elektryczną wymaga przeskoczenia wysoko zawieszonej poprzeczki. Opracowując regulację spółdzielni energetycznej, ustawodawca uznał że te wymogi są zawieszone niewspółmiernie wysoko w stosunku do lokalnego, ograniczonego i „wewnętrznego" charakteru obrotu energią elektryczną w ramach spółdzielni energetycznej. W rezultacie, spółdzielnie energetyczne zostały zwolnione z obowiązku pozyskiwania koncesji OEE w przypadku, gdy obrót dokonuje się na rzecz ich członków. Jest to sytuacja w pełni analogiczna z klastrami energii. Ewentualny obrót energią elektryczną w ramach klastra jest małoskalowy i lokalny. Mając to na uwadze, zwolnienie koordynatora klastra z wymogu pozyskania koncesji OEE w przypadku obrotu energią elektryczną na rzecz członków klastra byłoby rozwiązaniem w pełni analogicznym z tym, które już funkcjonuje w zakresie spółdzielni energetycznych. Z powyższych względów, w celu zapewnienia odpowiednich zachęt dla rozwoju energetyki obywatelskiej można zaproponować wprowadzenie do przepisów Prawa energetycznego zwolnienia z obowiązku posiadania koncesji na wytwarzanie	

			energii elektrycznej przy spełnieniu takich samych warunków jak spółdzielnia energetyczna. Tego rodzaju zwolnienie spełniłoby cel promowania energetyki rozproszonej, a więc dużej liczby źródeł o niewielkiej mocy. Umożliwiłoby to, bez dodatkowych formalności związanych z uzyskaniem koncesji, zaopatrywanie członków klastra w energię w ramach klastra energii. Do tej pory znany jest jeden przypadek uzyskania tzw. koncesji SOFT dla koordynatora klastra energii w Suwałkach - PEC Suwałki (koncesja obejmuje działalność gospodarczą polegająca na obrocie energią elektryczną na potrzeby odbiorców znajdujących się na terytorium obejmującym województwo podlaskie). Brak jest jednak nadal dedykowanych przepisów dotyczących koncesji w klastrze energii, które dawałaby pewność potencjalnym członkom klastra co do warunków tworzenia i funkcjonowania takiego podmiotu. <u>Propozycja zmiany</u> Dodanie w ustawie art. 3a o treści*:* *Wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią przez koordynatora lub członków klastra energii na rzecz odbiorców należących do tego klastra, nie wymaga uzyskania koncesji, pod warunkiem że klaster nie liczy więcej niż 1 000 członków.*	
258.	Dodanie art. 3b Ustawy OZE	PGE	Proponujemy dodanie art. 3b Art. 3b. Budowa oraz utrzymywanie instalacji odnawialnego źródła energii przez spółki kapitałowe, o których mowa w art. 1 ust. 1 ustawy z dnia 18 marca 2010 r. o szczególnych uprawnieniach	**Uwaga nieprzyjęta** Podkreśla się, że inwestycje celu publicznego zyskują pewnego rodzaju przywileje w kontekście regularnego procesu inwestycyjnego. To między innymi możliwość do wywłaszczenia na rzecz Skarbu Państwa lub

			ministra właściwego do spraw aktywów państwowych oraz ich wykonywaniu w niektórych spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych (Dz. U. z 2020 r. poz. 2173), zapewniających bezpieczeństwo i podtrzymujących funkcjonalność mienia ujawnionego w jednolitym wykazie obiektów, instalacji, urządzeń i usług wchodzących w skład infrastruktury krytycznej, o którym mowa w art. 5b ust. 7 pkt 1 ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. z 2020 r. poz. 1856), stanowi realizację celu publicznego w rozumieniu ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (Dz. U. z 1997 r. nr 115, poz. 741 z późn. zm.). **Uzasadnienie:** Ułatwienia proceduralne związane ze statusem inwestycji celu publicznego dla instalacji OZE znacząco uproszczą i przyspieszą realizację inwestycji w zakresie tych instalacji, co w kontekście pilnej konieczności zwiększenia niezależności polskiego systemu elektroenergetycznego jest szczególnie istotne	jednostki samorządu terytorialnego pod ich realizację. Dodatkowo takie inwestycje nie muszą spełniać tzw. zasady dobrego sąsiedztwa, co oznacza, że nie obowiązują ich przyjęte zasady ochrony ładu przestrzennego czy kwestie architektoniczne. Wreszcie, w przypadku wydania decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego oraz postanowieniach i decyzji kończącej postępowanie, zawiadomienie następuje w drodze obwieszczenia. Takie podejście można by określić jako pozbawienie głosu społeczności lokalnych. Z ostrożnością należy podchodzić do rozszerzania list podmiotów należących do infrastruktury krytycznej. Infrastruktura krytyczna ma zapewniać podstawowe i minimalne funkcjonowanie gospodarki i państwa, a nie stanowić dogodne rozwiązanie długo trwającej realizacji inwestycji w zakresie OZE. Należy mieć również na względzie, iż oceniając całokształt przedstawionej regulacji, wprowadzenie przedmiotowych rozwiązań będzie umożliwiało preferencyjne poszczególnych spółek i umacnianiu ich pozycji rynkowej względem pozostałych uczestników rynku.
259.	art. 4 ust. 1 Ustawy Prawo Energetyczne	Fundacja Frank Bold	„1. W przypadku mikroinstalacji, w stosunku do której zawarto umowę przyłączenia do sieci, o której mowa w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne przed dniem 1 stycznia 2024 r. lub w stosunku do której złożono zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w art. 7 ust. 8d[4] ustawy – Prawo energetyczne przed dniem 1 stycznia 2024 r., sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wobec ilości energii	**Uwaga nieprzyjęta** Wykracza poza zakres projektu. Ponadto, przywrócenie systemu opustu jest niezgodne z art. 21 ust. 2 lit. a i dyrektywy RED II, który nakazuje umożliwienie otrzymywania wynagrodzenia przez prosumenta odzwierciedlającego jej rynkową wartość. Należy podkreślić, że niniejszy projekt ma wdrażać dyrektywę RED II a nie wprowadzać przepisy z nią sprzeczne.

			elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej: 1) większej niż 10kW – w stosunku ilościowym 1do 0,7; 2) nie większej niż 10kW – w stosunku ilościowym 1do 0,8.”	
260.	Usunięcie art. 4 ust. 3 Ustawa OZE	Tauron Polska Energia S.A	art. 4 ust 3. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, o którym mowa w ust. 1 lub ust. 1a pkt 1, z prosumentem energii odnawialnej lub prosumentem zbiorowym energii odnawialnej w okresie rozliczeniowym określonym w umowie kompleksowej ~~lub umowie sprzedaży~~, zgodnie z ust. 1 lub ust. 1a pkt 1, według następującego wzoru: (…) Uzasadnienie: Wnioskujemy o usunięcie z zapisu o możliwości rozliczenia, o którym mowa w ust. 1 lub ust. 1a pkt 1 dla prosumentów posiadających umowy sprzedaży. Przy rozliczeniu na powyższych zasadach sprzedawca zobowiązany ponosi zmienne opłaty dystrybucyjne za prosumenta. Ponieważ przy umowie sprzedaży sprzedawca zobowiązany nie jest stroną umowy pomiędzy prosumentem a dystrybutorem więc w związku z tym nie mam możliwości ponoszenia opłat dystrybucyjnych. Proponowana zmiana powinna wejść w życie od 1 kwietnia 2022 r	**Uwaga nieprzyjęta** Wykracza poza zakres projektu. Ponadto, jest sprzeczna z celem reformy systemu rozliczeń prosumenckich i umożliwieniem wyboru przez prosumenta typu umowy zawieranej ze sprzedawcą: kompleksowej albo sprzedaży.

261.	Zmiana art. 4 ust. 3 Ustawa OZE	TOE	art. 4 ust 3. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, o którym mowa w ust. 1 lub ust. 1a pkt 1, z prosumentem energii odnawialnej lub prosumentem zbiorowym energii odnawialnej w okresie rozliczeniowym określonym w umowie kompleksowej ~~lub umowie sprzedaży~~, zgodnie z ust. 1 lub ust. 1a pkt 1, według następującego wzoru: (…) Uzasadnienie: Wnioskujemy o usunięcie z zapisu o możliwości rozliczenia, o którym mowa w ust. 1 lub ust. 1a pkt 1 dla prosumentów posiadających umowy sprzedaży. Przy rozliczeniu na powyższych zasadach sprzedawca zobowiązany ponosi zmienne opłaty dystrybucyjne za prosumenta. Ponieważ przy umowie sprzedaży sprzedawca zobowiązany nie jest stroną umowy pomiędzy prosumentem a dystrybutorem więc w związku z tym nie mam możliwości ponoszenia opłat dystrybucyjnych. Proponowana zmiana powinna wejść w życie od 1 kwietnia 2022 r.	**Uwaga nieprzyjęta** Wykracza poza zakres projektu. Ponadto, jest sprzeczna z celem reformy systemu rozliczeń prosumenckich i umożliwieniem wyboru przez prosumenta tylu umowy zawieranej ze sprzedawcą: kompleksowej albo sprzedaży.
262.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy (Art. 7 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE)	Polska Platforma LNG i bioLNG	W projekcie zmian pojawia się obowiązek wpisania producentów biometanu do różnych rejestrów w zależności od tego z czego wytwarzany jest biometan. Może to powodować problem dla przedsiębiorców planujących miks substratów taki, że produkcja biometanu będzie realizowana zarówno z biogazu, jak i z biogazu rolniczego. Zasadnym wydaje się stworzenie jednego rejestru producentów biometanu, niezależnie od doboru substratów z których biometan byłby produkowany.	**Uwaga wyjaśniona** Zaproponowane rozwiązanie ma na celu umożliwienie zachowania ułatwień dedykowanych dla instalacji wykorzystujących biogaz rolniczy, których nie można zaadresować do pozostałych instalacji produkujących biogaz. Przyjęte rozwiązanie oznacza, że w przypadku instalacji, w których produkcja biometanu będzie pochodziła z dwóch źródeł (tj. biogazu rolniczego i biogazu) – przedsiębiorca zobowiązany będzie do wpisu do rejestru biogazu.

263.	Art. 1 pkt 6 projektu ustawy (Art. 7 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE)	PIGEOR	„2) biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu, jest działalnością regulowaną w rozumieniu ustawy - Prawo przedsiębiorców i wymaga wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu lub wytwarzania biometanu z biogazu, zwanego dalej „rejestrem wytwórców biogazu.” Uzasadnienie: Zmiany w art. 7 ust. 1 oznaczają utworzenie nowego rejestru dla instalacji biogazowych i biometanowych, a w konsekwencji nowych obowiązków sprawozdawczych, bez redukcji już istniejących zobowiązań. Proponujemy nie wprowadzać tego rejestru.	**Uwaga nieprzyjęta** Jest to nowy rejestr dla nowych rodzajów działalności gospodarczej. Zaproponowane rozwiązanie ma na celu umożliwienie zachowania ułatwień dedykowanych dla instalacji wykorzystujących biogaz rolniczy, których nie można zaadresować do pozostałych instalacji produkujących biogaz. Przyjęte rozwiązanie oznacza, że w przypadku instalacji, w których produkcja biometanu będzie pochodziła z dwóch źródeł (tj. biogazu rolniczego i biogazu) – przedsiębiorca zobowiązany będzie do wpisu do rejestru biogazu.
264.	Art. 1 pkt 7 projektu ustawy (Art. 8 ustawy OZE)	NCBIR	**Propozycja:** **Brak danych.** **Proponujemy uzupełnić Art. 8. „Tworzy się rejestr wytwórców biogazu” o szczegóły.** **Uzasadnienie:** **Brak szczegółów propozycji kto, tworzy, na jakich zasadach, kto odpowiada za przechowywanie danych itp.**	**Uwaga wyjaśniona** Art. 8 i art. 9 projektu UC99 stanowią przepisy związane ze zmianami wprowadzonymi do art. 1 projektu, w którym wprowadzono rejestr wytwórców biogazu, prowadzony przez Prezesa URE.
265.	Art. 1 pkt 8 lit. b projektu ustawy (art. 9 ust. 1a ustawy OZE	PKN ORLEN	Art. 1 projektu UC99 w pkt 8 lit. „b” dodaje ust. la w art. 9 ustawy oze, którego pkt 3 brzmi: „Wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu jest obowiązany **nie wykorzystywać do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu paliw kopal-**	**Uwaga przyjęta** Przepis zostanie doprecyzowany w celu jednoznacznego wskazania, że ograniczenie dotyczy surowców do wytwarzania biometanu. Przepis zgodnie z założeniem odnosi się do kwestii wykorzystywania surowców do produkcji biogazu/biometanu a nie do energii (np. elektrycznej) wykorzystywanej do procesów technologicznych, takich jak zasilanie mieszadeł w komorach biogazowych, czy też instalacji do oczyszczania biogazu do jakości biometanu.

			nych lub paliw powstałych z ich przetworzenia, biomasy, biogazu, lub biopłynów, zanieczyszczonych substancjami niebędącymi biomasą, biogazem lub biopłynami zwiększającymi ich wartość opałową". W świetle zaznaczonej części projektu przepisu powstała wątpliwość, czy wynika z niego wymaganie, aby biogaz/biometan wytwarzać z energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii. Konsekwencje takiego wymagania ilustruje prowadzona modernizacja działających w GK Orlen biogazowni. Pokazała ona, że planowana 3MW biogazownia do procesów technologicznych: higienizacji substratów, oczyszczania biogazu do biometanu, skraplania, sprężania, i innych będzie potrzebować 1,2-1,5 MW energii elektrycznej. Zakładając, że istnieje wymaganie, aby do wytworzenia biogazu/biometanu konieczne było użycie odnawialnego źródła energii, to produkcja takiej energii elektrycznej wymagałaby wybudowania obok dodatkowej biogazowni o mocy 1,2-1,5 MW. W konsekwencji jeszcze więcej odpadów byłoby potrzebnych do zasilania instalacji (wg naszych wyliczeń około 30% więcej) i powstałoby więcej pofermentu do zagospodarowania zgodnie z wymagającymi regulacjami. Dodatkowo, w ocenie PKN Orlen S.A. spalanie biogazu w celu wytworzenia energii elektrycznej to obecnie najdroższa opcja w stosunku do kosztu zakupu energii z sieci czy innego źródła energii z OZE, jak farma wiatrowa czy fotowoltaika.	Możliwość stosowania energii elektrycznej pochodzenia kopalnego jest w tym przypadku weryfikowana poprzez wymogi dobrowolnych systemów certyfikacji, szczególności w zakresie uzyskania minimalnego poziomu redukcji emisji gazów cieplarnianych dla produktu (biogazu/biometanu).

			Zwracamy jednak uwagę, że rozwój farm wiatrowych na lądzie ogranicza wymaganie regulacyjne z tzw. „ustawy odległościowej" i reguła „lOh". Ponadto, wykorzystanie do produkcji biogazu/biometanu energii elektrycznej instalacji OZE wymagałoby wybudowania magazynu energii. Trzeba wziąć też pod uwagę napotykany opór społeczny w sprawie biogazowni/biometanowni zlokalizowanych w pobliżu osiedli mieszkaniowych oznaczający brak możliwości wykorzystania istniejących przyłączy do sieci elektroenergetycznej, co w praktyce wymaga budowania wyspowych biogazowni/biometanowni - położonych poza zasięgiem protestów lokalnych społeczności - wyposażonych w niezależne i stabilne źródła zasilania w energię elektryczną, które zagwarantują ciągłość i bezpieczeństwo procesów produkcyjnych. Podsumowując, w opinii PKN ORLEN S.A. istnieje potrzeba wyjaśnienia zagadnienia źródeł zasilania, z których może pochodzić energia elektryczna do produkcji biogazu/biometanu i jednocześnie istnieje potrzeba niewprowadzania wymagania, aby ta energia pochodziła wyłącznie z instalacji OZE.	
266.	Art. 1 pkt 8 lit. b projektu ustawy (art. 9 ust. 1a ustawy OZE)	SPIUG	Generalny zakaz zastrzeżenia umownego zakazującego wierzycielowi zbywania wierzytelności (art. 509 k.c.) poprzez uznanie takiego postanowienia ex lege za nieważny dla wszystkich transakcji handlowych (poza zawieranymi z podmiotami leczniczymi w roli dłużnika) jest zbyt daleko idący. Jest szereg sytuacji biznesowych, w których transakcja handlowa dotyczy takiego rodzajowo przedmiotu umowy, że taki generalny zakaz będzie budził poważne zastrzeżenia i wątpliwość co do dopuszczalności takiej transakcji.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Wskazany przepis projektu nie zawiera treści, na jakie wskazuje uwaga.

			Należałoby uważnie przejrzeć kategorie typowych sytuacji gospodarczych, w których strony decydują się na negocjowanie a następnie ustalenie w umowie zakazu sprzedaży wierzytelności przez wierzyciela uzależniając go – na przykład – od zgody dłużnika. Dotyczy to niekiedy sytuacji, w których strony szczególnie są wyczulone na zagrożenia jakie mogą powstać w związku ze zmianą pochodzenia kapitału kontrolującego wierzyciela. Niekiedy są one stosowane jako jeden w wielu elementów kontroli exportu towarów podwójnego zastosowania. Wreszcie, potrafią być elementem obrony przed egzekucją nieuzasadnionych roszczeń, np. poprzez ich potrącanie.	
267.	Art. 1 pkt 8 lit. b projektu ustawy (art. 9 ust. 1a ustawy eOZE)	PGNIG	Zmiana art. 9 ust. 1a Ustawy *„1a. Wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu jest obowiązany: (...)* *3) nie wykorzystywać do wytwarzania biogazu**, przed kondycjonowaniem**, na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu paliw kopalnych lub paliw powstałych z ich przetworzenia, biomasy, biogazu, lub biopłynów, zanieczyszczonych substancjami niebędącymi biomasą, biogazem lub biopłynami zwiększającymi ich wartość opałową* *4) prowadzić dokumentację dotyczącą łącznej ilości:* *a) wytworzonego biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytworzonego biometanu z biogazu,* *b) sprzedanego biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub sprzedanego biometanu wytworzonego z biogazu, w tym ilości sprzedanego biometanu:*	**Uwaga przyjęta częściowo** Uwaga przyjęta w zakresie konieczności doprecyzowania treści przepisów w celu wskazania, że np. dodawanie propanu nie obejmuje zakazów wskazanych w art. 9 ust. 1a. **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie wydłużenia okresu sprawozdawczego z półrocza do jednego roku Zaproponowany okres pół roku nie jest nadmiernie uciążliwy Bez możliwości zaliczania zwiększonego udziału OZE przy wykorzystaniu biometanu z systemu gazowniczego, proponowane brzmienie powodowałby jedynie dodatkowe obciążenia administracyjne. Także nie ma znaczenia w części dotyczącej efektywnego systemu ciepłowniczego.

			- *wprowadzonego do sieci gazowej,* ***w tym odrębnie dla wykorzystywanego w celu spełnienia przez system ciepłowniczy kryteriów, o których mowa w art. 7b ust. 4 Prawo Energetyczne;*** - *odbiorcom końcowym,* - *w celu wykorzystania go do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, wraz ze wskazaniem udziału surowców wymienionych w załączniku nr 1 części A do tej ustawy zużytych do jego wytworzenia*,". *6) przekazywać Prezesowi URE sprawozdania* ~~*półroczne*~~ ***roczne*** *wytwórcy biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwórcy biometanu z biogazu zawierające informacje, o których mowa w pkt 4, do końca miesiąca następującego po upływie* ~~*półrocza*~~ ***roku****."* <u>Uzasadnienie</u> Wprowadzone postanowienie wydaje się uniemożliwiać kondycjonowanie biometanu do jakości gazu występującego w sieci gazowej przez wytwórcę. W obecnym brzmieniu następuje przeniesienie ewentualnej konieczności podniesienia wartości energetycznych biometanu, dostarczanego do sieci (aby dostosować jego jakość do warunków panujących w sieci mając na uwadze zasadę utrzymania wartości ciepła spalania w obszarze, aby nie przekroczyć różnicy 3%) np. poprzez propanowanie, na operatora sieci. Proponujemy wprowadzić postanowienie doszczegóławiające pkt 3 aby możliwe było kondycjonowanie biometanu przez wytwórcę do wymaganych parametrów, po procesie wytworzenia.	

			Jednocześnie, pod rozwagę poddajemy wprowadzenie definicji kondycjonowania jako procesu polegającego na dodaniu odpowiedniego składnika do biometanu (w szczególności propanu czy LNG) w celu zmiany ciepła spalania do wymaganych wartości. W zakresie dotyczącym pkt 4 sygnalizujemy, że projekt wyodrębnienia obowiązek prowadzenia dokumentacji nie tylko z uwagi na sposobu jego wyprowadzenia z instalacji (wprowadzenie do sieci), ale także z uwagi na cel jego wykorzystania – wskazując na dokumentowanie związane ze spełnieniem obowiązku Narodowego Celu Wskaźnikowego. Biometan może być także wykorzystywany na potrzeby zazielenienia systemów ciepłowniczych, w tym w szczególności uzyskania przez te systemy statusu efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych. Należy na poziomie Ustawy jasno wyróżnić tę możliwość wykorzystania biometanu. Takie rozwiązanie pozwoliłoby na stymulowanie rozwoju instalacji wytwórczych, których produkcja byłaby przeznaczona na spełnienie przez systemy ciepłownicze kryteriów efektywności energetycznej oraz osiągnięcie celów zazielenienia ciepłownictwa, o których mowa w dyrektywie RED II.	
268.	Art. 1 pkt 8 lit. b projektu ustawy (art. 9 ust. 1a ustawy OZE)	UPEBI, ISEE	Proponuje się nadać art. 9 ust.1a uOZE brzmienie: *„1a. Wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu jest obowiązany:* *1) posiadać dokumenty potwierdzające tytuł prawny do:*	**Uwaga nieprzyjęta** Proponowane przepisy w zaproponowanej do konsultacji wersji umożliwiają prowadzenie działalności gospodarczej zarówno w zakresie: a) wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu – wymagającej w dalszej kolejności jego zbycia do jednostki dysponującej urządzeniami do uzdatnienia biogazu do jakości biometanu,

			a) obiektów budowlanych, w których będzie wykonywana działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu, ***lub*** *b) instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania* ~~*biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania*~~ *biometanu z biogazu;"* Należ zauważyć, iż proponowane w projekcie ustawy brzmienie art. 9 ust. 1a uOZE w istocie eliminowało możliwość prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu przez te podmioty, które zamierzałyby kupować biogaz od podmiotów trzecich w celu wytwarzania z tego biogazu biometanu. Z tego względu zaproponowano stosowną zmianę redakcyjną.	b) jak również wytwarzania biometanu z biogazu – co pozwala na wykorzystywanie biogazu wytworzonego w ramach tej samej instalacji jak również pozyskiwania biogazu (w celu uzdatnienia do jakości biometanu) od podmiotów zewnętrznych – zgodnie z pkt a) powyżej
269.	Art. 1 pkt 8 lit. b projektu ustawy (art. 9 ust. 1a ustawy OZE) Oraz dodanie art. 2 pkt 15b ustawy OZE	Izba Gospodarcza Gazownictwa /PSG sp. z o.o.	Proponowane brzmienie: W art. 9 po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu: 1a. Wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu jest obowiązany: (…) 3) nie wykorzystywać do wytwarzania biogazu, przed kondycjonowaniem, na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu paliw kopalnych lub paliw powstałych z ich przetworzenia, biomasy, biogazu, lub biopłynów, zanieczyszczonych substancjami niebędącymi biomasą, biogazem lub biopłynami zwiększającymi ich wartość opałową. Wprowadzony zapis wydaje się uniemożliwiać kondycjonowanie biometanu do jakości gazu	**Uwaga nieprzyjęta** Działania mające na celu podnoszenie ciepła spalania biometanu realizowane będą po określeniu parametrów jakościowych tego paliwa na urządzeniach pomiarowych znajdujących się w stacji redukcyjno-pomiarowej będącej w dyspozycji operatora danej sieci gazowej.

			występującego w sieci gazowej przez wytwórcę. W obecnym brzmieniu następuje przeniesienie ewentualnej konieczności podniesienia wartości energetycznych biometanu, dostarczanego do sieci (aby dostosować jego jakość do warunków panujących w sieci mając na uwadze zasadę utrzymania wartości ciepła spalania w obszarze, aby nie przekroczyć różnicy 3%) np. poprzez propanowanie, na operatora sieci. Proponujemy wprowadzić zapis doszczegóławiający pkt 3 aby możliwe było kondycjonowanie biometanu przez wytwórcę do wymaganych parametrów, po procesie wytworzenia. Ponadto rekomendujemy wprowadzenie w ustawie definicji „kondycjonowania" Propozycja zmiany art. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii , poprzez dodanie po pkt 15a, pkt 15b w nast. brzmieniu: „kondycjonowanie – proces polegający na dodaniu odpowiedniego składnika do biometanu (np. propan, LNG, itp.) w celu zmiany ciepła spalania do wartości wymaganych "	
270.	Art. 1 pkt 8 lit. b projektu ustawy (art. 9 ust. 1a ustawy OZE)	PGNIG TERMIKA	<u>Propozycja:</u> Zmiana art. 1 pkt 8 b) Projektu w zakresie dodawanego art. 9 ust. 1a: „*b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:* *„1a. Wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu jest obowiązany:* *(...)*	**Uwaga nieprzyjęta** Wskazane w uwadze nawiązanie do obowiązku NCW jest związane z mechanizmem wsparcia powstającym równolegle w ramach nowelizacji ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (UC110). Wytwórca biometanu wprowadzający to paliwo do sieci gazowej nie będzie dysponował informacjami na temat tego czy biometan został wykorzystany w celu spełnienia przez system ciepłowniczy kryteriów, o których mowa w art. 7b ust. 4 ustawy Prawo Energetyczne.

			4) prowadzić dokumentację dotyczącą łącznej ilości: *a) wytworzonego biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytworzonego biometanu z biogazu,* *b) sprzedanego biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub sprzedanego biometanu wytworzonego z biogazu, w tym ilości sprzedanego biometanu:* *- wprowadzonego do sieci gazowej,* ***w tym odrębnie dla wykorzystywanego w celu spełnienia przez system ciepłowniczy kryteriów, o których mowa w art. 7b ust. 4 Prawo Energetyczne;*** *- odbiorcom końcowym,* *- w celu wykorzystania go do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, wraz ze wskazaniem udziału surowców wymienionych w załączniku nr 1 części A do tej ustawy zużytych do jego wytworzenia*,". <u>Uzasadnienie:</u> Projekt zakłada wyodrębnienia obowiązek prowadzenia dokumentacji nie tylko z uwagi na sposobu jego wyprowadzenia z instalacji (wprowadzenie do sieci), ale także z uwagi na cel jego wykorzystania – wskazując na dokumentowanie związane ze spełnieniem obowiązku Narodowego Celu Wskaźnikowego. Biometan może być także wykorzystywany na potrzeby zazielenienie systemów ciepłowniczych, w tym w szczególności uzyskania przez te systemy statusu efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych. Należy na poziomie ustawy o OZE jasno wyróżnić tę możliwość wykorzystania	

			biometanu. Takie rozwiązanie pozwoliłoby na stymulowanie rozwoju instalacji wytwórczych, których produkcja byłaby przeznaczona na spełnienie przez systemy ciepłownicze kryteriów efektywności energetycznej oraz osiągnięcie celów zazielenienia ciepłownictwa, o których mowa w dyrektywie RED II.	
271.	Art. 1 pkt 8 projektu ustawy (Art. 9 ust. 1a Ustawy OZE)	PIGEOR	„3) nie wykorzystywać do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu paliw kopalnych lub paliw powstałych z ich przetworzenia, biomasy, biogazu, lub biopłynów, zanieczyszczonych substancjami niebędącymi biomasą, biogazem lub biopłynami zwiększającymi ich wartość opałową;” Uzasadnienie: Taki zapis oznacza, że nie będzie można wzbogacać biometanu gazem kopalnym w celu zwiększenia ciepła spalania, może się to okazać problemem w przypadku konieczności zwiększenia ciepła spalania biometanu zatłaczanego do sieci	**Uwaga przyjęta** Przepisy zostaną doprecyzowane w tym zakresie aby nie było wątpliwości, iż kondycjonowanie biogazu/biometanu w celu podniesienia ciepła spalania do poziomu wymaganego przez operatora sieci gazowej jest dopuszczalne.
272.	Art. 1 pkt 8 projektu ustawy (Art. 9 ust. 1a Ustawy OZE)	PIGEOR	„6) przekazywać Prezesowi URE sprawozdania ~~roczne~~ półroczne wytwórcy biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwórcy biometanu z biogazu zawierające informacje, o których mowa w pkt 4, do końca miesiąca następującego po upływie półrocza;” Uzasadnienie: Jeśli jednak rejestr ma powstać, proponujemy wprowadzić roczne sprawozdania, nie ma uzasadnienia ani potrzeby dla większej częstotliwości raportowania.	**Uwaga nieprzyjęta.** Okres pół roku nie jest nadmiernie uciążliwy, ponadto w ramach jednej z poprzednich nowelizacji okres ten został wydłużony z kwartalnego na półroczny.

273.	Art. 1 pkt 9 lit. a projektu ustawy (art. 10 ust. 1 pkt 6 ustawy OZE)	PGNIG	Zwracamy uwagę, że wybrane postanowienia Ustawy odnoszą się do obowiązku dokonywania pomiarów w jednostkach objętości (tj. m^3). W art. 10 ust. 1 pkt 6 Ustawy wskazano na obowiązek sporządzenia opisu instalacji OZE służącej do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu, w szczególności określenie rodzaju i rocznej wydajności instalacji OZE w m^3 na rok. Jednostka objętości (m^3) jest nieprecyzyjna, zwłaszcza w przypadku opisu biogazu i biometanu. Praktyka legislacyjna oraz rynkowa na polskim rynku gazu podąża wprost za trendami unijnymi i bazuje na realizacji pomiarów w jednostkach energii jako czynniku, który nie jest obarczony ryzykiem odmiennego wyniku związanego z przyjmowaniem różnych parametrów bazowych (np. temperatura, ciepło spalania). Dla umożliwienia precyzyjnego określenia wydajności danej instalacji, należy określać ją w jednostkach energii.	**Uwaga przyjęta**
274.	Art. 1 pkt 9 projektu ustawy (art. 10 ust. 1 pkt 6b ustawy OZE)	PIGEOR	„6 b) instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu, w szczególności określenie rodzaju i rocznej wydajności instalacji odnawialnego źródła energii, w której wytwarzany będzie biogaz na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzany będzie biometan z biogazu, mierzonej w ~~m3~~ **MWh** na rok.”, Uzasadnienie: Ze względu na różną charakterystykę biometanu, miara w m3 jest nieprecyzyjna, wydajność powinna	**Uwaga przyjęta**

			być określona w jednostkach energii (MWh). Podobnie proponujemy analogiczne rozwiązanie w innych zapisach projektu: w art. 38e w ust. 1 w pkt 3 i art. 121 ust. 3 pkt 2 ustawy o oze	
275.	Art. 1 pkt. 17 projektu ustawy (Art. 17 ust. 2 pkt 1 lit. b ustawy OZE)	Polska Platforma LNG i bioLNG	W jaki sposób ma być mierzona wydajność produkcji biometanu. Co oznacza rodzaj instalacji? Brakuje definicji wydajności instalacji do produkcji biometanu.	**Uwaga wyjaśniona** Jeżeli chodzi o rodzaje instalacji, zgodnie z przepisami projektu UC99 wpis do rejestru wytwórców biogazu może uzyskać: - instalacja wytwarzania biogazu na potrzeby biometanu lub - instalacja do wytwarzania biometanu. Wydajność instalacji wynika z warunków technicznych instalacji, które wytwórca przedkłada do wniosku o wpis do rejestru wytwórców biogazu.
276.	Art. 1 pkt. 17 projektu ustawy (Art. 17 ust. 2 pkt 2 lit. e ustawy OZE)	Polska Platforma LNG i bioLNG	Co oznacza określenie „rodzaju surowców" i czym różni się od „surowców zużytych do produkcji" wskazanych w pierwszych słowach zdania? Wydaje się, że powinno pojawić się tylko jedno określenie.	**Uwaga przyjęta** Przepis zostanie przeredagowany, wskazując, że w zbiorczym raporcie Prezesa URE należy podać informacje na temat: - ilości wszystkich surowców, oraz - rodzajów poszczególnych surowców wykorzystanych do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu oraz do wytworzenia biometanu z biogazu
277.	Art. 1 pkt. 17 projektu ustawy (Art. 17 ust. 2 ustawy OZE)	PIGEOR	Ust. 2 1) a) oraz pkt. 2 c i d „... określenie ilości biometanu i wydajności instalacji;" Uzasadnienie: Konieczne jest dodanie jednostek, w których ma być określana wydajność instalacji, proponujemy MWh.	**Uwaga przyjęta kierunkowo** Kwestie doprecyzowania jednostek zostaną wprowadzone w przepisach regulujących wymagane informacje na etapie wpisu do wykazu, na podstawie którego powstaje zbiorczy raport roczny.
278.	Art. 1 pkt 22 lit. a projektu	Polska Platforma	Zapisy eliminują instalacje gdzie produkcja odbywa się z użyciem zarówno biogazu rolniczego jak i bio-	**Uwaga przyjęta kierunkowo** Przepisy projektu zostaną doprecyzowane uwzględniając wskazaną uwagę.

	ustawy (art. 25 pkt 3a ustawy OZE)	LNG i bioLNG	gazu z innych substratów niż rolnicze. Już dziś wiadomo o projektach instalacji, gdzie substraty do produkcji biometanu są z obu tych grup. Według planowanych zapisów instalacje takie nie mogą produkować, bo nie wiadomo do którego rejestru powinny być zapisane. Lub być może powinny być zapisane do dwóch rejestrów i prowadzić dwie ewidencje.	Generalnie instalacje, które będą pozyskiwać biogaz lub substraty z dwóch źródeł, a więc również z substratów innych niż rolnicze – będą rejestrowały się w rejestrze prowadzonym przez Prezesa URE.
279.	Art. 1 pkt 22 projektu ustawy (Art. 25 pkt 4 lit. d ustawy OZE)	Polska Platforma LNG i bioLNG	Dla biometanu wytwarzanego z biogazu wymagane jest określenie ile biometanu poszło na realizację NCW, a dla tego samego produktu wytwarzanego z biogazu rolniczego wystarczy tylko wykaz kupujących. To dyskryminacja z uwagi na dostępne substraty.	**Uwaga przyjęta** Przepisy zostaną ujednolicone.
280.	Art. 1 pkt 22 lit. b projektu ustawy (art. 25 pkt 4 lid. d ustawy OZE)	Polska Platforma LNG i bioLNG	Dla biometanu wytwarzanego z biogazu wymagane jest określenie ile biometanu poszło na realizację NCW, a dla tego samego produktu wytwarzanego z biogazu rolniczego wystarczy tylko wykaz kupujących. To dyskryminacja z uwagi na dostępne substraty.	**Uwaga przyjęta** Przepisy projektu zostaną w tym zakresie ujednolicone.
281.	Art. 1 pkt 23 lit. a Projektu ustawy (Art. 26 ust. 1 pkt 4 lit. b)	Polska Platforma LNG i bioLNG	Ponownie problem z określeniem wydajności produkcji instalacji . Nie powinno się jej mierzyć przy użyciu jednostek objętości ale energii.	**Uwaga przyjęta**
282.	Art. 38a ust. 3 ustawy OZE	Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki	**Propozycja:** Klaster energii reprezentuje koordynator, zwany dalej „koordynatorem klastra energii. Koordynator klastra energii jest uprawniony do zaciągania	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja dotycząca wprowadzenia zapisu mówiącego o tym, że Koordynator klastra energii jest uprawniony do zaciągania zobowiązań w imieniu i na rzecz członków klastra energii jedynie na podstawie odrębnego

			zobowiązań w imieniu i na rzecz członków klastra energii jedynie na podstawie odrębnego pełnomocnictwa". **Uzasadnienie** Obecne regulacje nie określają charakteru prawnego klastra energii. Tym samym pojawiają wątpliwości jaki jest zakres uprawnienia koordynatora klastra do reprezentowania członków klastra. Stąd sugeruje się określenie, że jest on uprawniony do reprezentowania członków klastra tylko w zakresie w jakim otrzyma osobne umocowanie przez członków klastra.	pełnomocnictwa nie została uwzględniona, gdyż projektodawca pozostawia klastrom energii swobodę w przedmiocie współpracy w ramach klastra, w tym udzielania pełnomocnictw. Porozumienia klastra musi zawierać określenie praw i obowiązków koordynatora klastra energii. Ponadto dodane zostanie zobowiązanie do udzielenia koordynatorowi klastra przez każdego członka klastra upoważnienia do dostępu do informacji rynku energii i danych pomiarowych oraz zakres tego upoważnienia.
283.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38aa ust. 2 pkt 3 ustawy OZE)	PGE	3) **oznaczenie** koordynatora klastra energii oraz jego prawa i obowiązki; Uzasadnienie: Doprecyzowanie	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja dotycząca doprecyzowania art. 38aa ust. 2 pkt 3 ustawy OZE nie została uwzględniona, gdyż w art. 38aa ust. 2 zostały zawarte postanowienia określające, m.in. koordynatora klastra. W świetle tego zapisu proponowane uzupełnienie zapisu jest zbędne.
284.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38aa ust. 2 pkt 3 ustawy OZE)	ENEA Operator Sp. z o.o.	3) koordynatora klastra energii oraz jego prawa i obowiązki, w tym pełnomocnictwo do reprezentowania stron porozumienia klastra energii; Proponujemy dopisać wymóg, aby koordynator klastra energii posiadał osobowość prawną. Ponieważ klaster energii nie ma osobowości prawnej to w naszej ocenie koordynator klastra energii powinien być podmiotem posiadającym osobowość prawną (zgodność z wymogami dyrektywy EMD i RED). Ponadto uważamy, że dla zachowania wiarygodności relacji i rozliczeń na rynku energii elektrycznej klaster powinien był reprezentowany przez „profesjonalistę", a nie dowolną osobę cywilną. W przypadku klastra nie powinno to	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja dopisania wymogu posiadania osobowości prawnej przez koordynatora klastra energii nie została uwzględniona. Projektodawca pozostawia klastrom energii swobodę w przedmiocie współpracy w ramach klastra, w tym wyboru podmiotu, który będzie pełnił funkcję koordynatora klastra. Zgoda na taki zapis wykluczałaby możliwość pełnienia tej funkcji m.in. przez adwokatów i radców prawnych, którzy należą do grupy zawodów tzw. zaufania publicznego spełniających wymogi profesjonalizmu.

			stanowić problemu, gdyż zgodnie z definicją klastra, jego członkami są tacy „profesjonaliści”.	
285.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38aa ust. 3 ustawy OZE)	BOLTON Electric sp. z o. o.	Zgodnie z projektowanym art. 38aa ust. 3 *Klaster energii reprezentuje koordynator, zwany dalej „koordynatorem klastra energii”*. Od strony merytorycznej nie jest to nowy zapis – jest to raczej uporządkowanie istniejącego zapisu. Korzystając jednak okoliczności, że aktualnie toczą się prace nad jego zmianą, DOEKO Group pragnie zwrócić uwagę na niespójność tego zapisu: „klaster” nie jest podmiotem, który można reprezentować. Klaster energii jest umową (porozumieniem). W tym kontekście zapis ten wywołuje liczne kontrowersje co do zakresu umocowania koordynatora, jak również co do tego, kogo koordynator (i czy w ogóle kogokolwiek) na podstawie powyższego zapisu reprezentuje. Z tego powodu proponujemy zmianę zapisu na formę, w myśl której w zakresie działania klastra energii, koordynator klastra reprezentuje członków klastra energii. W tym zakresie w projekcie znajduje się już analogiczny przepis wskazujący na reprezentowanie stron klastra przez koordynatora (art. 38af ust. 7): *Koordynator klastra energii reprezentuje strony umowy, o której mowa w ust. 3, będące członkami klastra energii, w sprawach dotyczących obszaru ograniczenia obciążenia szczytowego utworzonego na podstawie tej umowy, w szczególności w sprawach dokonywania w ich imieniu rozliczeń z operatorem systemu dystrybucyjnego wynagrodzenia z tytułu realizacji usługi szczytowego ograniczania obciążenia*	**Uwaga przyjęta** Art. 38aa ust. 3 zostanie doprecyzowany w następujący sposób: *Członków klastra energii reprezentuje koordynator, zwany dalej „koordynatorem klastra energii”.*

			szczytowego oraz kar umownych, jeżeli są określone w tej umowie. <u>Propozycja zmiany</u> Nadanie projektowanemu art. 38aa ust. 3 następującej treści: *Koordynator klastra reprezentuje członków klastra energii w sprawach, które w myśl przepisów lub porozumienia klastrowego, wchodzą w zakres działalności klastra.*	
286.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38aa ust. 3 ustawy OZE)	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu PIPC	Należy zwrócić uwagę na fakt, iż obecnie w zaproponowanym wzorze brak jest definicji indeksu „t" oraz brak jest zdefiniowania pojęcia „chwilowa moc". Proponujemy uzupełnienie przez prawodawcę niniejszej jednostki redakcyjnej poprzez wprowadzenie określenia indeksu „t" oraz wskazanie zakresu pojęcia „chwilowa moc".	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
287.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38aa ust. 3 ustawy OZE)	DOEKO Group sp. z o. o. SCEO	Zgodnie z projektowanym art. 38aa ust. 3 *Klaster energii reprezentuje koordynator, zwany dalej „koordynatorem klastra energii"*. Od strony merytorycznej nie jest to nowy zapis – jest to raczej uporządkowanie istniejącego zapisu. Korzystając jednak okoliczności, że aktualnie toczą się prace nad jego zmianą, DOEKO Group pragnie zwrócić uwagę na niespójność tego zapisu: „klaster" nie jest podmiotem, który można reprezentować.	**Uwaga przyjęta** Art. 38aa ust. 3 zostanie doprecyzowany w następujący sposób: *Członków klastra energii reprezentuje koordynator, zwany dalej „koordynatorem klastra energii".*

			Klaster energii jest umową (porozumieniem). W tym kontekście zapis ten wywołuje liczne kontrowersje co do zakresu umocowania koordynatora, jak również co do tego, kogo koordynator (i czy w ogóle kogokolwiek) na podstawie powyższego zapisu reprezentuje. Z tego powodu proponujemy zmianę zapisu na formę, w myśl której w zakresie działania klastra energii, koordynator klastra reprezentuje członków klastra energii. W tym zakresie w projekcie znajduje się już analogiczny przepis wskazujący na reprezentowanie stron klastra przez koordynatora (art. 38af ust. 7): *Koordynator klastra energii reprezentuje strony umowy, o której mowa w ust. 3, będące członkami klastra energii, w sprawach dotyczących obszaru ograniczenia obciążenia szczytowego utworzonego na podstawie tej umowy, w szczególności w sprawach dokonywania w ich imieniu rozliczeń z operatorem systemu dystrybucyjnego wynagrodzenia z tytułu realizacji usługi szczytowego ograniczania obciążenia szczytowego oraz kar umownych, jeżeli są określone w tej umowie.* <u>Propozycja zmiany</u> Nadanie projektowanemu art. 38aa ust. 3 następującej treści: *Koordynator klastra reprezentuje członków klastra energii w sprawach, które w myśl przepisów lub porozumienia klastrowego, wchodzą w zakres działalności klastra.*	

288.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38aa ust. 3 ustawy OZE)	PTPIREE	3. Klaster energii reprezentuje koordynator posiadający osobowość prawną, zwany dalej „koordynatorem klastra energii”. Uzasadnienie: W naszej opinii koordynator klastra powinien mieć bezwzględnie osobowość prawną. Zakres obowiązków nałożonych ustawą na koordynatora klastra, a także zakres danych które są do niego przekazywane, powodują, że nie może to być dowolna osoba fizyczna, lecz musi to być osoba prawna. Ponieważ jednocześnie klaster energii nie ma osobowości prawnej, to w naszej ocenie jest to kolejny argument za tym aby koordynator klastra energii był podmiotem posiadającym osobowość prawną (zgodność z wymogami dyrektywy EMD i RED). Uważamy, że dla zachowania wiarygodności relacji i rozliczeń na rynku energii elektrycznej klaster powinien był reprezentowany przez „profesjonalistę”, a nie dowolną osobę fizyczną. W przypadku klastra nie powinno to stanowić problemu, gdyż zgodnie z definicją klastra, jego członkami są tacy „profesjonaliści”.	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja dopisania wymogu posiadania osobowości prawnej przez koordynatora klastra energii nie została uwzględniona. Ustawodawca pozostawia klastrom energii swobodę w przedmiocie współpracy w ramach klastra, w tym wyboru podmiotu, który będzie pełnił funkcję koordynatora klastra. Zgoda na taki zapis wykluczałaby możliwość pełnienia tej funkcji m.in. przez adwokatów i radców prawnych, którzy należą do grupy zawodów tzw. zaufania publicznego spełniających wymogi profesjonalizmu.
289.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38aa ust. 4 ustawy OZE)	PGE	Proponujemy dodanie ust 4 w art. 38aa **4. W przypadku gdy stroną porozumienia klastra energii jest prosument energii odnawialnej, prawo do rozliczeń, o których mowa w art. 4 ust. 1, ulega zawieszeniu na okres przynależności prosumenta energii do klastra energii.** Uzasadnienie: Wyłączenie możliwości korzystania przez prosumenta energii należącego do klastra energii z rozliczenia w systemie opustowym wynika z konieczności wyeliminowania podwójnego rozliczania ilości energii wytarzanej i pobieranej	**Uwaga przyjęta** Projektowany art. 184k ust. 4 uwzględnia uwagę.

			przez tego prosumenta jednocześnie z racji posiadania statusu prosumenta oraz z tytułu działalności w ramach klastra.	
290.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (38ab ustawy OZE)	Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii	Ograniczenie obszaru klastra do jednego powiatu nie uwzględnia faktu, że często miasto na prawach powiatu ze znaczącymi odbiorami nie ma wystarczającego potencjału do budowy odnawialnych źródeł energii. Potencjał taki często posiada powiat sąsiedni. Z tego powodu zasadne jest rozszerzenie obszaru działania klastra na obszar 2 powiatów. Zapis o przyłączeniu członków klastra energii do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV nie odpowiada realnym potrzebom odbiorców przemysłowych ani potencjałowi wytwórczemu lokalnych wytwórców. Zapis ten powinien być zmodyfikowany i wskazywać napięcie nie wyższe niż 110 kV. Proponowany zapis: Art. 38ab. 1. Obszar działania klastra energii ustala się na podstawie punktów poboru energii, przy czym: 1) obszar ten nie może przekraczać obszaru dwóch sąsiadujących ze sobą powiatów w rozumieniu ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie powiatowym (Dz. U. z 2020 r. poz. 920 oraz z 2021 r. 1038 i 1834) lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin w rozumieniu ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 2021 r. poz. 1372 i 1834), oraz 2) członkowie klastra energii są przyłączeni do sieci dystrybucyjnej tego samego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga mówiąca o tym, że ograniczenie obszaru klastra do jednego powiatu nie uwzględnia faktu, że często miasto na prawach powiatu ze znaczącymi odbiorami nie ma wystarczającego potencjału do budowy odnawialnych źródeł energii nie została uwzględniona. Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Celem takiego podejścia jest działanie klastra energii w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową, na zwartym terytorialnie, mającym lokalny charakter obszarze. Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii. Zgodnie z projektowaną regulacją obszar działalności klastra energii ustala się na podstawie punktów poboru energii poboru energii członków klastra, rozumianych jako punkty poboru energii lub jej wprowadzania, zasilanych z sieci tego samego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. Dzięki takiemu podejściu klaster realizuje pożądane zjawiska sieciowe w obszarze przesyłu i dystrybucji energii. Zjawiska te wynikają z jednoczesności występowania popytu i podaży na energię na określonym lokalnym obszarze sieci w tym wypadku obszarze działania klastra. Nie jest także celem projektu różnicowanie członków klastra oraz spółdzielni energetycznych w tym zakresie.

			Proponowana zmiana pozwoli na tworzenie klastrów energii na obszarze dwóch sąsiadujących ze sobą powiatów, lepiej wykorzystując synergię pomiędzy powiatem o dużym zapotrzebowaniu na energię i powiatem dysponującym gruntami do budowy OZE. Obszar zasilania jednego powiatu to bardzo często obszar zasilany z sieci 110 kV do którego przyłączeni są również odbiorcy i wytwórcy na napięciu 110 kV. Do sieci SN przyłączeni są odbiorcy i wytwórcy o mocy przyłączeniowej rzędu kilku MW, a do sieci niskiego napięcia o mocy kliku, kilkudziesięciu kW. Są to bardzo małe wartości i nie przyczynią się do rozwoju lokalnej społeczności energetyczne.	
291.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ab ustawy OZE)	NCBR	**Propozycja:** Ułatwienie powstawania klastrów energii poprzez zniesienie ograniczeń związanych z OSD i powiatem. Proponujemy: „Art. 38ab. 1. Obszar działania klastra energii ustala się na podstawie punktów poboru energii, przy czym: 1) obszar ten składa się co najmniej z pięciu sąsiadujących ze sobą gmin 2) członkowie klastra energii są przyłączeni do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV” **Uzasadnienie:** Ten warunek na dziś ogranicza tworzenie klastrów, szczególnie na terenach gdzie mamy różnych operatorów, słabe zasiedlenie. Gminy powinny ze sobą sąsiadować, ale nie należy uzależniać tego od powiatu, województwa lub operatora. Systemy rozliczeń pozwalają już na bilansowanie takich rozwiązań. Rozwiązanie powinno ułatwiać	**Uwaga nieprzyjęta** Projekt realizuje przyjęte założenia co do ograniczenia terytorialnego działania w ramach klastra z uwzględnieniem warunku terytorialności i obszaru jednego OSD.

			powstawanie klastrów a nie działalność operatorom. Powinna być także umożliwione stworzenie sieci wewnętrznej, bez podłączenia do operatora i rozliczanie tylko wewnątrz klastra. Taki układ stwarza potencjał do tworzenia klastrów energii i dodatkowo zmienia system energetyczny zgodnie z proponowaną w UE transformacją energetyczną do systemów rozproszonych. Tworzymy rozproszony układ niezależny, który łatwiej zbilansować w ramach dziennego zapotrzebowania i produkcji energii z OZE.	
292.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (38ab ust. 1 pkt 2 ustawy OZE)	PIPC	Obecnie zaproponowany zakres geograficzny działania klastra ograniczony zostaje poprzez dwa warunki. Pierwszym z nich jest wymóg znajdowania się na terenie jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin. Drugi z nich odnosi się do wymogu jednolitości w zakresie podmiotu świadczącego usługę dystrybucji energii elektrycznej. Warto zwrócić uwagę jednak, iż zaproponowana konstrukcja przepisów nie pozwoli na jednoczesne uczestnictwo podmiotów będących przyłączonymi wyłącznie do wewnątrzzakładowej sieci dystrybucyjnej na terenie zakładu produkcyjnego i jednocześnie podmiotów nieprzyłączonych do tej sieci. Część dużych zakładów produkcyjnych ma zlokalizowane na swoim terenie mniejsze podmioty korzystające z sieci dystrybucyjnych tych zakładów. Tym samym nie są one przyłączone do większego operatora systemu dystrybucyjnego do którego przyłączony jest duży zakład produkcyjny. Zatem w	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Celem takiego podejścia jest działanie klastra energii w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową, na zwartym terytorialnie, mającym lokalny charakter obszarze. W projektowanej regulacji projektodawca proponuje system wsparcia klastrów energii, który odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego

			przypadku chęci stworzenia klastra energii pomiędzy tymi podmiotami trzecimi (przyłączonymi do systemu dystrybucyjnego zakładu produkcyjnego), zakładem produkcyjnym na terenie, którego są zlokalizowani (posiadającego własny system dystrybucyjny i przyłączonego jednocześnie do OSD zewnętrznego) oraz innymi podmiotami (przyłączonego do OSD zewnętrznego) nie będzie takiej możliwości, gdyż nie zostanie zachowana tożsamość dystrybutora energii elektrycznej dla wszystkich członków klastra.	oraz sprzedawcy. Zasady współpracy z OSD zostały określone w projektowanej regulacji. Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności, a także uwarunkowania związane z systemem dystrybucyjnym będą zależały od ustaleń zawartych w porozumieniu, jednak takie klastry nie będą mogły korzystać z systemu wsparcia proponowanego w projektowanej regulacji.
293.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ab ust. 1 ustawy OZE)	Stowarzyszenie na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego	„1) obszar ten nie może przekraczać obszaru powiatu w rozumieniu ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie powiatowym (Dz. U. z 2020 r. poz. 920 oraz z 2021 r. 1038 i 1834) lub dwóch sąsiadujących ze sobą powiatów lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin w rozumieniu ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 2021 r. poz. 1372 i 1834), oraz” Wnosimy o uwzględnienie w obszarze działania klastra energii możliwości objęcia dwóch sąsiadujących powiatów. Zmiana podyktowana jest chęcią objęcia obszarem działania klastra również miasta na prawach powiatu i powiatu z nim sąsiadującego, co w obecnym brzmieniu przepisu nie jest możliwe. Jest to wręcz obowiązkowa zmiana do wprowadzenia - jeżeli jest miasto na prawach powiatu i powiat wokół miasta to wynika z tego konieczność powstania dwóch klastrów.	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Celem takiego podejścia jest działanie klastra energii w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową, na zwartym terytorialnie, mającym lokalny charakter obszarze. W projektowanej regulacji projektodawca proponuje system wsparcia klastrów energii, który odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy. Zasady współpracy z OSD zostały określone w projektowanej regulacji.

				Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności, a także uwarunkowania związane z obszarem prowadzenia działalności będą zależały od ustaleń zawartych w porozumieniu, jednak takie klastry nie będą mogły korzystać z systemu wsparcia proponowanego w projektowanej regulacji.
294.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ab ust. 1 pkt 2 ustawy OZE)	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	Obecnie zaproponowany zakres geograficzny działania klastra ograniczony zostaje poprzez dwa warunki. Pierwszym z nich jest wymóg znajdowania się na terenie jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin. Drugi z nich odnosi się do wymogu jednolitości w zakresie podmiotu świadczącego usługę dystrybucji energii elektrycznej. Warto zwrócić uwagę jednak, iż zaproponowana konstrukcja przepisów nie pozwoli na jednoczesne uczestnictwo podmiotów będących przyłączonymi wyłącznie do wewnątrzzakładowej sieci dystrybucyjnej na terenie zakładu produkcyjnego i jednocześnie podmiotów nieprzyłączonych do tej sieci. Część dużych zakładów produkcyjnych ma zlokalizowane na swoim terenie mniejsze podmioty korzystające z sieci dystrybucyjnych tych zakładów. Tym samym nie są one przyłączone do większego operatora systemu dystrybucyjnego do którego przyłączony jest duży zakład produkcyjny. Zatem w przypadku chęci stworzenia klastra energii pomiędzy tymi podmiotami trzecimi (przyłączonymi do systemu dystrybucyjnego zakładu produkcyjnego), zakładem produkcyjnym na terenie, którego są zlokalizowani (posiadającego własny	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Celem takiego podejścia jest działanie klastra energii w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową, na zwartym terytorialnie, mającym lokalny charakter obszarze. W projektowanej regulacji projektodawca proponuje system wsparcia klastrów energii, który odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy. Zasady współpracy z OSD zostały określone w projektowanej regulacji. Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności, a

			system dystrybucyjny i przyłączonego jednocześnie do OSD zewnętrznego) oraz innymi podmiotami (przyłączonego do OSD zewnętrznego) nie będzie takiej możliwości, gdyż nie zostanie zachowana tożsamość dystrybutora energii elektrycznej dla wszystkich członków klastra. Proponujemy doprecyzowanie przepisów mające na celu umożliwienie podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnych na terenie zakładów produkcyjnych partycypowanie w klastrze energii również w sytuacji, gdy w danym klastrze partycypuje operator systemu dystrybucyjnego, do którego te podmioty zostały przyłączone.	także uwarunkowania związane z systemem dystrybucyjnym będą zależały od ustaleń zawartych w porozumieniu, jednak takie klastry nie będą mogły korzystać z systemu wsparcia proponowanego w projektowanej regulacji.
295.	Art. 38ac. ust. 5. ppkt. 1)	ENEA Operator Sp. z o.o.	nazwę i adres ~~**zamieszkania albo**~~ siedziby koordynatora klastra energii Jeżeli podmiot to tylko siedziba. Jak wyżej proponujemy dopisać wymóg, aby koordynator klastra energii posiadał osobowość prawną. Ponieważ klaster energii nie ma osobowości prawnej to w naszej ocenie koordynator klastra energii powinien być podmiotem posiadającym osobowość prawną (zgodność z wymogami dyrektywy EMD i RED). Ponadto uważamy, że dla zachowania wiarygodności relacji i rozliczeń na rynku energii elektrycznej klaster powinien był reprezentowany przez „profesjonalistę”, a nie dowolną osobę cywilną. W przypadku klastra nie powinno to stanowić problemu, gdyż zgodnie z definicją klastra, jego członkami są tacy „profesjonaliści”. PTPIREE: Uzasadnienie:	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga dotycząca wykreślenia adresu zamieszkania nie została uwzględniona, gdyż definicja klastra energii dopuszcza udział w porozumieniu osoby fizycznej prowadzącej działalność gospodarczą, a taka osoba posiada adres zamieszkania.

			Zgodnie z wcześniejszymi uwagami koordynator klastra powinien mieć osobowość prawna stąd będzie to tylko siedziba.	
296.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ac ust. 5 ppkt. 2 ustawy OZE)	ENEA Operator Sp. z o.o.	dodanie ppkt.: d) obszarów ograniczania obciążenia szczytowego, o ile zostały utworzone, Konieczne uzupełnienia. W rejestrze, czyli również we wniosku, konieczne jest zidentyfikowanie OSD dla danego klastra.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
297.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ac ust. 5 ppkt. 2 ustawy OZE)	PTPIREE	dodanie nowego ppkt. d) oraz zmiana numeracji kolejnych ppkt.: d) obszarów ograniczania obciążenia szczytowego, o ile zostały utworzone, Uzasadnienie: Konieczne uzupełnienia. Zarówno we wniosku jak i w rejstrze powinny być wskazane obaszary ograniczenia obciążenia szczytowego	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
298.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ac ust. 7 ustawy OZE)	Fundacja Frank Bold	„7. W przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 4, nie zawiera danych, o których mowa w ust. 5, lub do wniosku nie dołączono dokumentów, o których mowa w ust. 6, Prezes URE niezwłocznie wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w terminie 14 dni od dnia doręczenia wezwania wraz z pouczeniem, że brak uzupełnienia spowoduje pozostawienie go bez rozpoznania, wskazując w jakim zakresie wniosek ten wymaga uzupełnienia.” Dodanie słów „wskazując w jakim zakresie wniosek ten wymaga uzupełnienia” ma na celu ułatwienie procedury wpisu do rejestru	**Uwaga przyjęta a** Proponowany zapis stanowi doprecyzowanie przepisu, dzięki któremu ułatwiona zostanie procedura ponownego uzupełnienia wniosku.

299.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ac ust.12 ustawy OZE)	Fundacja Frank Bold	Tworzy się podział treści artykułów na ustępy, gdzie obecna treść artykułu będzie stanowić ustęp 1, i dodaje się ustęp 2 w brzmieniu: „2. Przed wykreśleniem klastra energii z rejestru klastrów energii z powodu upływu okresu trwania porozumienia klastra energii Prezes URE informuje koordynatora klastra o zamiarze wykreślenia, wyznaczając miesięczny termin na dostarczenie aneksu do porozumienia modyfikującego okres trwania porozumienia.”	**Uwaga nieprzyjęta** Monitorowanie okresu trwania porozumienia jest w interesie stron tworzących porozumienie i ich własnym, podstawowym obowiązkiem, który nie powinien być obowiązkiem Prezesa URE.
300.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ad ust. 1 pkt 1 lit. a ustawy OZE)	Fundacja Frank Bold	“a) wytworzonej z odnawialnych źródeł energii,”	**Uwaga nieprzyjęta** Klaster energii będzie mógł wytwarzać energię nie tylko z odnawialnych źródeł energii. Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze Prezesa URE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności, a także uwarunkowania związane z systemem dystrybucyjnym będą zależały od ustaleń zawartych w porozumieniu, jednak takie klastry nie będą mogły korzystać z systemu wsparcia proponowanego w projektowanej regulacji.
301.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ad ust. 3 ustawy OZE)	Polskie Stowarzysze-nie Fotowoltaiki	**Propozycja:** Prezes URE wykreśla, w drodze decyzji, klaster energii z rejestru klastrów energii w przypadku nieprzekazania przez koordynatora tego klastra energii sprawozdania, o którym mowa w ust. 1 w terminie, o którym mowa w ust. 2, po uprzednim wezwaniu koordynatora klastra energii do wypełnienia obowiązku, o którym mowa w ust. 2 w ciągu 1 miesiąca od otrzymania wezwania **Uzasadnienie:**	**Uwaga nieprzyjęta** Monitorowanie terminu złożenia sprawozdania jest w interesie stron tworzących porozumienie i nie może być obowiązkiem Prezesa URE.

			Sugerowana zmiana w projektowanym przepisie ma na celu osłabienie bardzo rygorystycznej sankcji za niezłożenie w terminie sprawozdania rocznego. W pierwotnie proponowanym brzmieniu ustawy, Prezes URE miałby podstawę do wykreślenia klastra energii z rejestru, nawet w przypadku zwłoki o 1 dzień w złożeniu sprawozdania. Tak daleko idąca sankcja wydaje się nie proporcjonalna do przewinienia.	
302.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ad ust. 3 ustawy OZE)	PSEW	*Prezes URE wykreśla, w drodze decyzji, klaster energii z rejestru klastrów energii w przypadku nieprzekazania przez koordynatora tego klastra energii sprawozdania, o którym mowa w ust. 1 w dodatkowym terminie, wyznaczonym przez Prezesa URE.* Uzasadnienie: Bardzo surowa sankcja bez zapewnienia możliwości naprawy uchybienia i to niezależnie od przyczyn niezłożenia sprawozdania.	**Uwaga nieprzyjęta** Monitorowanie terminu złożenia sprawozdania jest w interesie stron tworzących porozumienie i nie może być obowiązkiem Prezesa URE. Sankcja nie ma cech surowości, ponieważ nie wiąże się z karą pieniężną.
303.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ad ust. 3 ustawy OZE)	PTPIREE	Brakuje określenia dodatkowych sankcji wobec klastra energii, który nie przesyła sprawozdania. Samo wykreślenie klastra z rejestru nie spowoduje, iż klaster przestanie działać pomimo niespełnienia obowiązku przedstawienia sprawozdania. Wykreślenie klastra z listy nie zwalnia również innych podmiotów z ich obowiązków związanych ze współpracą z klastrem np. nie daje możliwości wypowiedzenia umowy z klastrem.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Przestrzeganie obowiązku złożenia sprawozdania jest związane także z faktem proponowania przez projektodawcę systemu wsparcia klastrów energii. Dodano przepis doprecyzowujący, że wykreślenie z rejestru Prezesa URE będzie miało skutek w postaci utraty prawa do wsparcia.
304.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ad ust. 3	TOE	Proponujemy doprecyzować przepis zgodnie z uzasadnieniem. Uzasadnienie: Brakuje określenia dodatkowych sankcji wobec klastra energii. Samo wykreślenie nie spowoduje, iż	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Przestrzeganie obowiązku złożenia sprawozdania jest związane także z faktem proponowania przez projektodawcę systemu wsparcia klastrów energii. Dodano przepis doprecyzowujący, że wykreślenie z rejestru Prezesa URE będzie miało skutek w postaci utraty prawa do wsparcia.

	ustawy OZE)		klaster przestanie działać, pomimo niespełnienia obowiązku przedstawienia sprawozdania.	
305.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 1 pkt 1 ustawy OZE)	Energa S.A.	1) W art. 38ae ust. 1 określono obowiązek aktualizacji przez OSD umów z członkami klastra. W przypadku umów kompleksowych OSD nie jest stroną takich umów, zatem obowiązek ten powinien dot. sprzedawcy. Ponadto w przypadku członka klastra, który posiada umowy rozdzielone (odrębną umowę sprzedaży zawartą ze sprzedawcą oraz umowę dystrybucji zawartą z OSD) również może być konieczność aktualizacji umowy sprzedaży, m.in. w zakresie przewidzianych zwolnień członka klastra z akcyzy oraz obowiązków dot. świadectw pochodzenia. 2) Niejasny jest model relacji umownych pomiędzy sprzedawcą a członkami klastra, w szczególności brak jest określenia czy wszyscy członkowie klastra powinni mieć zawarte umowy z jednym i tym samym sprzedawcą. Taki wniosek można wywieść na podstawie dalszych proponowanych przepisów dot. systemów wsparcia dla klastrów i zasad ich rozliczania (zasada jednego sprzedawcy rozliczającego wsparcie). W przypadku konieczności posiadania jednego sprzedawcy mechanizm taki może wpływać na uprawnienia odbiorcy do skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy (wyrażona w ustawie Prawo energetyczne zasada TPA) oraz rodzić konieczność ingerencji w umowy sprzedaży/kompleksowe, które dotychczas zostały zawarte przez członków klastra	**Uwaga przyjęta** w zakresie umów kompleksowych Stosowne brzmienie przepisów zostały wprowadzone w regulacji. **Uwaga wyjaśniona** w zakresie braku określenia czy wszyscy członkowie klastra powinni mieć zawarte umowy z jednym i tym samym sprzedawcą Projektodawca wyjaśnia, że względu na uwarunkowania związane z prowadzeniem działalności klastra energii współpraca będzie prowadzona z jednym sprzedawcą. **Uwaga wyjaśniona** w zakresie konieczności posiadania jednego sprzedawcy Mechanizm taki może wpływać na uprawnienia odbiorcy do skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy (wyrażona w ustawie Prawo energetyczne zasada TPA projektodawca wyjaśnia, że zgodnie z projektowaną regulacją termin wejścia w życie przepisów dotyczących rejestracji danych przez CSIRE to 2 lipca 2024 roku. Regulacje dotyczące rejestracji klastrów energii w rejestrze PURE wejdą w życie 1 stycznia 2024 roku. Taki harmonogram wdrożenia regulacji pozwoli na ewentualną zmianę umów ze sprzedawcami. Doprecyzowano także, że zmiana lub zawieranie nowych umów odbywać się będzie przy zachowaniu dotychczasowych warunków cenowych, chyba że strony postanowią inaczej – w celu zabezpieczenia ciągłości podstawowego parametru umowy dotychczas obowiązującej między stronami.

			(m.in. ryzyko kar, w przypadku ich przedterminowego rozwiązania). Proponujemy doprecyzowanie wskazanych zagadnień w kolejnej wersji projektu ustawy.	
306.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 1 pkt 1 ustawy OZE)	TOE	Proponujemy w całości przeredagować zapisy art. 38ae ust. 1 pkt 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nie może ingerować w zapisy umów kompleksowych, ponieważ nie jest ich stroną. To sprzedawca ewentualnie mógłby przenieść zapisy o klastrze energii do swojej umowy. Czy ustawodawcy chodziło może o to, aby z członkami klastra zawierane były tylko umowy dystrybucji, bez możliwości zawierania umów kompleksowych?	**Uwaga przyjęta** Stosowne przepisy zostały wprowadzone w regulacji.
307.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38ae – Art. 38 ai)	Urząd Marszałkowski Województwa Zachodniopomorskiego za pośrednictwem Biura Związku Województw RP	Brak specjalnej taryfy dystrybucyjnej dla członków klastrów: -Wprowadzenie taryfy K – ryczałtowej – na dystrybucję energii elektrycznej w ramach klastra dla OSDn obsługujących do 1000 punktów poboru energii w ramach klastra **Uzasadnienie:** Składnik zmienny taryfy K, właściwy tylko dla koordynatora klastra, naliczany byłby za każdą jednostkę energii stanowiącą różnicę pomiędzy energią wyprodukowaną w ramach klastra, a skonsumowaną w ramach klastra. Specjalna taryfa K miała powodować oszczędności dla członków klastra gdyż miała być poprzez zwolnienie od opłaty jakościowej, czyli daniny na rzecz utrzymania sieci krajowych, od których klaster de facto miał być uniezależniony	**Uwaga nieprzyjęta** Projekt nie przewiduje zwiększenia zakresu wsparcia, które w zaproponowanym kształcie jest proporcjonalne i wystarczające.
308.	Art. 1 pkt 30 projektu	ENEA Operator Sp. z o.o.	Art. 38ae. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na wniosek koordynatora klastra energii wpisanego do rejestru, o którym	**Uwaga przyjęta** Stosowne przepisy zostały wprowadzone w regulacji.

	ustawy (Art. 38 ae ust. 1 pkt 1 ustawy OZE)		mowa w art. 38ac ust. 1, nie później niż w terminie 90 dni od dnia złożenia tego wniosku: 1)zawiera nowe albo zmienia dotychczasowe umowy o świadczenie usług dystrybucji~~, w tym umowy kompleksowe~~, ze wszystkim członkami klastra energii, w celu uwzględnienia w tych umowach postanowień określających zasady: OSD nie jest stroną umów kompleksowych więc nie może ich zawierać lub zmieniać. Można jedynie informować sprzedawcę będącego stroną takiej umowy by dokonał stosownych zmian.	
309.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 1 pkt 1 ustawy OZE)	PTPIREE	Art. 38ae. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo sprzedawca energii elektrycznej, na wniosek koordynatora klastra energii wpisanego do rejestru, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, nie później niż w terminie 90 dni od dnia złożenia tego wniosku odpowiednio: 1) jeżeli jest to wymagane zawiera nowe albo zmienia dotychczasowe umowy o świadczenie usług dystrybucji albo ~~w tym~~ umowy kompleksowe, ze wszystkim członkami klastra energii, w celu uwzględnienia w tych umowach postanowień określających zasady: a) udostępniania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii, b) rozliczeń świadczonych usług dystrybucji, c) świadczenia usługi dystrybucji, w przypadku ustania bycia członkiem klastra energii; Uzasadnienie:	**Uwaga przyjęta** w zakresie umów kompleksowych Stosowne przepisy zostały wprowadzone w regulacji. **Uwaga wyjaśniona** w zakresie uwagi mówiącej, że współpraca pomiędzy OSD a klastrem powinna być zdefiniowana w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawieranej pomiędzy OSD a koordynatorem klastra, o której mowa w istniejącym art. 38a ust. 3 ustawy o OZE Projektodawca wyjaśnia, że w regulacji proponuje system wsparcia klastrów energii, który odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego, dlatego umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej powinny być zawarte z każdą stroną porozumienia klastra energii. W tym zakresie uwaga nie została uwzględniona.

			Współpraca pomiędzy OSD a klastrem powinna być zdefiniowana w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawieranej pomiędzy OSD a koordynatorem klastra, o której mowa w istniejącym art. 38a ust. 3 ustawy o OZE. Nie ma potrzeby zawierania kilkudziesięciu, kilkuset, a może i kilku tysięcy dodatkowych umów dystrybucyjnych przez OSD odrębnie z każdym członkiem klastra. Proponujemy usunięcie tego przepisu i doprecyzowanie istniejącego art. 38a ust. 3 o minimalne elementy, jakie powinna zawierać umowa zawierana przez OSD z koordynatorem klastra. Jeżeli jednak zapis miałby pozostać, to należy w całości przeredagować treść tego artykułu. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nie może zawierać lub ingerować w zapisy umów kompleksowych, ponieważ nie jest ich stroną. To Sprzedawca zawiera umowy kompleksowe i to on ewentualnie mógłby przenieść zapisy o klastrze energii do tych umów.	
310.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 1 pkt 1 ustawy OZE)	TOE	Proponujemy uzupełnienie/zmianę przepisów zgodnie z uzasadnieniem. Uzasadnienie: 1) W art. 38ae ust. 1 określono obowiązek aktualizacji przez OSD umów z członkami klastra. W przypadku umów kompleksowych OSD nie jest stroną takich umów, zatem obowiązek ten powinien dot. sprzedawcy. Ponadto w przypadku członka klastra, który posiada umowy rozdzielone (odrębną umowę sprzedaży zawartą ze sprzedawcą oraz umowę dystrybucji	**Uwaga przyjęta** w zakresie umów kompleksowych - Stosowne przepisy zostały wprowadzone w regulacji. **Uwaga wyjaśniona** w zakresie braku określenia czy wszyscy członkowie klastra powinni mieć zawarte umowy z jednym i tym samym sprzedawcą Projektodawca wyjaśnia, że względu na uwarunkowania związane z prowadzeniem działalności klastra energii współpraca będzie prowadzona z jednym sprzedawcą. **Uwaga wyjaśniona** w zakresie konieczności posiadania jednego sprzedawcy mechanizm taki może wpływać na uprawnienia odbiorcy do

			zawartą z OSD) również może być konieczność aktualizacji umowy sprzedaży, m.in. w zakresie przewidzianych zwolnień członka klastra z akcyzy oraz obowiązków dot. świadectw pochodzenia. 2) Niejasny jest model relacji umownych pomiędzy sprzedawcą a członkami klastra, w szczególności brak jest określenia czy wszyscy członkowie klastra powinni mieć zawarte umowy z jednym i tym samym sprzedawcą. Taki wniosek nasuwa się na podstawie dalszych proponowanych przepisów dot. systemów wsparcia dla klastrów i zasad ich rozliczania (zasada jednego sprzedawcy rozliczającego wsparcie). W przypadku konieczności posiadania jednego sprzedawcy mechanizm taki może wpływać na uprawnienia odbiorcy do skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy (wyrażona w ustawie - Prawo energetyczne zasada TPA) oraz rodzić konieczność ingerencji w umowy sprzedaży/kompleksowe, które dotychczas zostały zawarte przez członków klastra (m.in. ryzyko kar, w przypadku ich przedterminowego rozwiązania). Proponujemy doprecyzowanie wskazanych zagadnień w kolejnej wersji projektu ustawy.	skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy (wyrażona w ustawie Prawo energetyczne zasada TPA Projektodawca wyjaśnia, że zgodnie z projektowaną regulacją termin wejścia w życie przepisów dotyczących rejestracji danych przez CSIRE to 2 lipca 2024 roku. Regulacje dotyczące rejestracji klastrów energii w rejestrze PURE wejdą w życie 1 stycznia 2024 roku. Taki harmonogram wdrożenia regulacji pozwoli na ewentualną zmianę umów ze sprzedawcami.
311.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 1 pkt 1	Tauron Polska Energia S.A.	Przepis nakłada na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego obowiązek zawarcia lub zmiany umów dystrybucyjnych i kompleksowych, odrębnie z każdym członkiem klastra. Należy podkreślić, że OSD nie jest stroną umów kompleksowych (jest to umowa pomiędzy	**Uwaga przyjęta** w zakresie umów kompleksowych Stosowne przepisy zostały wprowadzone w regulacji. **Uwaga nieprzyjęta** w pozostałym zakresie

	ustawy OZE)		sprzedawcą a odbiorcą) i nie ma żadnej możliwości zmiany lub ingerowania w treść takich umów. Współpraca pomiędzy OSD a klastrem powinna być zdefiniowana w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawieranej pomiędzy OSD a koordynatorem klastra, o której mowa w istniejącym art. 38a ust. 3 ustawy o OZE. W naszej opinii nie ma potrzeby zawierania kilkudziesięciu, kilkuset, a może i kilku tysięcy dodatkowych umów dystrybucyjnych przez OSD odrębnie z każdym członkiem klastra. Proponujemy usunięcie tego przepisu i doprecyzowanie istniejącego art. 38a ust. 3 o minimalne elementy, jakie powinna zawierać umowa zawierana przez OSD z koordynatorem klastra.	W projektowanej regulacji projektodawca proponuje system wsparcia klastrów energii, który odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego, dlatego umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej powinny być zawarte z każdą stroną porozumienia klastra energii.
312.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 1 pkt 2 ustawy OZE)	ENEA Operator Sp. z o.o.	Instaluje, na wniosek o którym mowa w art. 11t ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, każdemu z członków klastra energii, ~~**który nie jest prosumentem energii odnawialnej lub wytwórcą**~~, licznik zdalnego odczytu, o którym mowa w art. 3 pkt 64 ustawy - Prawo energetyczne, umożliwiający rejestrację danych pomiarowych. Proponujemy przeredagowanie, ponieważ przedmiotowy zapis rodzi problem w związku z art. 11t ustawy Prawo energetyczne oraz harmonogramem instalacji liczników zdalnego odczytu. Przedmiotowe rozwiązanie może prowadzić do sytuacji dołączenia do klastra energii wyłącznie celem uzyskania licznika zdalnego odczytu (na koszt OSD) lub problem związany z przystąpieniem do klastra energii całej gminy oraz konieczności wymiany liczników dla kliku tyś. odbiorców. Należy wskazać, że zgodnie z ustawą	**Uwaga nieprzyjęta** Nie podziela się obawy, że potencjalni uczestnicy klastra będą do niego przystępowali, aby uzyskać licznik. OSD już teraz instalują prosumentom po kilkadziesiąt tysięcy liczników miesięcznie. W przypadku klastrów energii będzie dużo mniejsza skala przyłączeń. Regulacja ma prowadzić do powstania 300 klastrów energii do 2030 r. Ponadto koszt wymiany licznika może być finansowany przez OSD w ramach Programu Priorytetowego Elektroenergetyka inteligentna infrastruktura energetyczna z Funduszu Modernizacyjnego, który przewiduje kwotę 1 mld zł na montaż liczników inteligentnych (AMI). Planowane jest wsparcie dla 3,8 mln sztuk liczników.

			Prawo energetyczne, możliwe jest zainstalowanie licznika zdalnego odczytu na wniosek odbiorcy, przy czym wówczas koszty instalacji ponosi odbiorca. Ponadto OSD będzie instalował liczniki zdalnego odczytu obszarowo i zgodnie z harmonogramem i nie będzie możliwe nagłe instalowanie dużych ilości liczników w wybranych punktach poboru energii. Konieczne jest tutaj racjonalne ograniczenie.	
313.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 1 pkt 2 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A., PTPIREE	2) instaluje na wniosek o którym mowa w art. 11t ust. 6 ustawy Prawo energetyczne każdemu z członków klastra energii, który nie jest prosumentem energii odnawialnej lub wytwórcą, licznik zdalnego odczytu, o którym mowa w art. 3 pkt 64 ustawy - Prawo energetyczne, umożliwiający rejestrację danych pomiarowych. Uzasadnienie: Proponujemy przeredagowanie, ponieważ przedmiotowy zapis rodzi problem w związku z art. 11t ustawy Prawo energetyczne oraz harmonogramem instalacji liczników zdalnego odczytu. Przedmiotowe rozwiązanie może prowadzić do sytuacji dołączenia do klastra energii wyłącznie celem uzyskania licznika zdalnego odczytu poza harmonogramem. Należy wskazać, że zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, możliwe jest zainstalowanie licznika zdalnego odczytu poza harmonogramem na wniosek odbiorcy, przy czym wówczas koszty instalacji ponosi odbiorca. Ponadto OSD będzie instalował liczniki zdalnego odczytu obszarowo i zgodnie z harmonogramem i nie będzie możliwe nagłe instalowanie dużych ilości liczników w wybranych punktach poboru energii. Ponadto takie działanie powoduje wzrost kosztów instalacji	**Uwaga nieprzyjęta** Projektodawca nie podziela obawy, że potencjalni uczestnicy klastra będą do niego przystępowali, aby uzyskać licznik. OSD już teraz instalują prosumentom po kilkadziesiąt tysięcy liczników miesięcznie. W przypadku klastrów energii to będzie dużo mniejsza skala przyłączeń. Ponadto koszt wymiany licznika może być finansowany przez OSD w ramach Programu Priorytetowego Elektroenergetyka inteligentna infrastruktura energetyczna z Funduszu Modernizacyjnego, który przewiduje kwotę 1 mld zł na montaż liczników inteligentnych (AMI). Planowane jest wsparcie dla 3,8 mln sztuk liczników. Propozycja dotycząca wykreślenia końcowego stwierdzenia – każdy licznik zdalnego odczytu umożliwia rejestrację danych w zakresie ustalonym w ustawie Prawo energetyczne oraz rozporządzeniach wykonawczych nie została uwzględniona, gdyż nie ma takiego zapisu w regulacji.

			liczników zdalnego odczytu. Naszym zdaniem konieczne jest tutaj racjonalne ograniczenie. Proponujemy wykreślenie końcowego stwierdzenia – każdy licznik zdalnego odczytu umożliwia rejestrację danych w zakresie ustalonym w ustawie Prawo energetyczne oraz rozporządzeniach wykonawczych	
314.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy w zw. z art. 35 pkt 2 (Art. 38 ae ust. 2 ustawy OZE)	PSE	**Korekta przepisów w związku z wdrożeniem centralnego systemu informacji rynku energii (CSIRE)** Ponieważ zgodnie z art. 35 pkt 2 projektu dodawany art. 38ae ust. 2 ustawy OZE miałby wejść w życie z dniem 01.01.2024 r., powinien on obowiązywać wyłącznie do czasu wprowadzenia CSIRE, tj. do dnia 30 czerwca 2024 r. Od 1 lipca 2024 r. dane pomiarowe będą udostępniane przez operatora informacji rynku energii poprzez system CSIRE.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Mając na względzie uwagi zgłoszone w konsultacjach dotyczące przekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii projektodawca zdecydował o przekazywaniu danych pomiarowych przez Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Jednym z głównych zadań OIRE będzie przetwarzanie (pozyskiwanie oraz udostępnianie) danych pomiarowych uczestników rynku energii, w tym odbiorców końcowych, prosumentów oraz wytwórców OZE. Ułatwiony będzie również dostęp do informacji rynku energii, w tym profili pomiarowych zużycia i produkcji energii elektrycznej. Wobec powyższego proponuje się termin wejścia w życie przepisu dotyczącego przekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii na dzień 2 lipca 2024 roku.
315.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 2	ENEA Operator Sp. z o.o.	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego rejestruje i przekazuje koordynatorowi klastra oraz sprzedawcy zobowiązanemu lub innemu sprzedawcy wybranemu **wskazanemu** przez koordynatora klastra, zwanemu dalej: „sprzedawcą **wskazanym**	**Uwaga przyjęta** Korekta polegająca na użyciu pojęcia sprzedawca jako właściwego została wprowadzona w regulacji.

	ustawy OZE)		wybranym", dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej pobranej z oraz oddanej do sieci dystrybucyjnej przez każdego członka klastra energii przyłączonego do tej sieci. Proponujemy stosować pojęcia zgodne z ustawą Prawo Energetyczne „Wybrany sprzedawca". Uwaga odnosi się dodatkowo do miejsc w dokumencie, w którym używa się tego sformułowania.	
316.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 2 ustawy OZE)	Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Komunikacji	*„Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego rejestruje i przekazuje koordynatorowi klastra oraz sprzedawcy zobowiązanemu lub innemu sprzedawcy wskazanemu przez koordynatora klastra, zwanemu dalej: „sprzedawcą wskazanym", dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej pobranej z oraz oddanej do sieci dystrybucyjnej przez każdego członka klastra energii przyłączonego do tej sieci."* (str. 19) W celu praktycznego wykorzystania danych pomiarowych np. do celów bieżącego bilansowania energii, sterowania magazynem czy wymiany energii między członkami, dane powinny być udostępniane w czasie zbliżonym do rzeczywistego. Jeśli po stronie OSD jest to technicznie niemożliwe to dane pomiarowe dla koordynatora klastra powinny być udostępniane co najmniej raz dziennie. OSD powinien również udostępnić członkom klastra bezpośredni dostęp do ich LZO w trybie „tylko do odczytu" dowolną drogą komunikacji np. interfejs szeregowy, modem, system zdalnego odczytu.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga nie została uwzględniona, gdyż proponowany system wsparcia klastrów energii odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Ułatwieniem w dostępie do danych będzie licznik zdalnego odczytu. Jednocześnie mając na względzie uwagi zgłoszone w konsultacjach dotyczące przekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii projektodawca zdecydował o przekazywaniu danych pomiarowych przez Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Jednym z głównych zadań OIRE będzie przetwarzanie (pozyskiwanie oraz udostępnianie) danych pomiarowych uczestników rynku energii, w tym odbiorców końcowych, prosumentów oraz wytwórców OZE. Ułatwiony będzie również dostęp do informacji rynku energii, w tym profili pomiarowych zużycia i produkcji energii elektrycznej. Wobec powyższego proponuje się termin wejścia w życie przepisu dotyczącego przekazywania koordynatorowi klastra energii

				danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii na dzień 2 lipca 2024 roku.
317.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 2 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A., PTPIREE	~~Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego~~ Operator informacji rynku energii rejestruje i przekazuje koordynatorowi klastra oraz sprzedawcy zobowiązanemu lub innemu sprzedawcy wskazanemu przez koordynatora klastra, zwanemu dalej: „sprzedawcą wskazanym", dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej pobranej z oraz oddanej do sieci dystrybucyjnej przez każdego członka klastra energii przyłączonego do tej sieci. Uzasadnienie: Po planowanym wdrożeniu centralnego systemu informacji rynku energii (CSIRE) wymiana informacji na potrzeby koordynatora klastra powinna następować za pośrednictwem CSIRE. Zadanie powinno być przypisane do operatora informacji rynku energii (OIRE). Należałoby odpowiednio dostosować przepisy rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 stycznia 2022 r. w sprawie procesów rynku energii (Dz.U. 2022 poz. 234). Ponadto pojawia się wątpliwość czy przepis ten oznacza, że każda strona porozumienia klastra powinna mieć zawartą umowę sprzedaży tylko i wyłącznie z jednym sprzedawcą. Jeśli tak to naszym zdaniem należy przewidzieć sytuację i sposób postępowania w przypadku gdy strona porozumienia klastra ma innego sprzedawcę niż sprzedawca wskazany przez koordynatora klastra, a także sposób	**Uwaga przyjęta** Mając na względzie uwagi zgłoszone w konsultacjach dotyczące przekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii projektodawca zdecydował o przekazywaniu danych pomiarowych przez Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Jednym z głównych zadań OIRE będzie przetwarzanie (pozyskiwanie oraz udostępnianie) danych pomiarowych uczestników rynku energii, w tym odbiorców końcowych, prosumentów oraz wytwórców OZE. Ułatwiony będzie również dostęp do informacji rynku energii, w tym profili pomiarowych zużycia i produkcji energii elektrycznej. Wobec powyższego proponuje się termin wejścia w życie przepisu dotyczącego przekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii na dzień 2 lipca 2024 roku. Zgodnie z projektowaną regulacją termin wejścia w życie przepisów dotyczących rejestracji danych przez CSIRE to 2 lipca 2024 roku. Regulacje dotyczące rejestracji klastrów energii w rejestrze PURE wejdą w życie 1 stycznia 2024 roku. Taki harmonogram wdrożenia regulacji pozwoli na ewentualną zmianę umów ze sprzedawcami. Każda strona porozumienia klastra powinna mieć zawartą umowę sprzedaży tylko z jednym sprzedawcą wybranym przez koordynatora klastra.

			postępowania gdy strona porozumienia klastra zmieni sprzedawcę będąc stroną porozumienia. Proponujemy również doprecyzowanie czy wówczas taki podmiot nie powinien automatycznie przestać być stroną porozumienia	
318.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 3 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A.	Koordynator klastra energii przekazuje operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego informację o zmianie sprzedawcy wskazanego, o którym mowa w ust. 2, w terminie co najmniej 21 dni przed planowaną zmianą. Uzasadnienie: Tego typu informacją OSD powinien dysponować odpowiednio wcześniej, aby dostosować systemy pod kątem obsługi nowego sprzedawcy. Ustawa powinna precyzować termin przekazana takiej informacji. Proponujemy wprowadzenie terminu analogicznego jak przy zmianie sprzedawcy przez odbiorcę energii.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Przepis został usunięty z projektu. Mając na względzie uwagi zgłoszone w konsultacjach dotyczące przekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii projektodawca zdecydował o przekazywaniu danych pomiarowych przez Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Jednym z głównych zadań OIRE będzie przetwarzanie (pozyskiwanie oraz udostępnianie) danych pomiarowych uczestników rynku energii, w tym odbiorców końcowych, prosumentów oraz wytwórców OZE. Ułatwiony będzie również dostęp do informacji rynku energii, w tym profili pomiarowych zużycia i produkcji energii elektrycznej.
319.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 3 ustawy OZE)	PTPIREE	W obecnym ustawodawstwie zmiana sprzedawcy jest możliwa jedynie poprzez zgłoszenie zmiany przez sprzedawcę do OSD. Inne podmioty rynku energii nie zgłaszają zmian sprzedawcy. Dodatkowo mając na uwadze wejście w życie od dnia 2 lipca 2024 CSiRE taki koordynator również nie będzie mógł zgłosić zmiany sprzedawcy. Zapisy tego punktu należy dostosować do istniejących dzisiaj zasad zmiany sprzedawcy.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Przepis został usunięty z projektu. Mając na względzie uwagi zgłoszone w konsultacjach dotyczące przekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii projektodawca zdecydował o przekazywaniu danych pomiarowych przez Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy

				- Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Jednym z głównych zadań OIRE będzie przetwarzanie (pozyskiwanie oraz udostępnianie) danych pomiarowych uczestników rynku energii, w tym odbiorców końcowych, prosumentów oraz wytwórców OZE. Ułatwiony będzie również dostęp do informacji rynku energii, w tym profili pomiarowych zużycia i produkcji energii elektrycznej. Dane dotyczące zmiany sprzedawcy będzie przekazywało OIRE.
320.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 3 ustawy OZE)	TOE	Przepis wymaga dostosowania do obowiązujących zasad zmiany sprzedawcy. Uzasadnienie: W obecnym ustawodawstwie zmiana sprzedawcy jest możliwa jedynie poprzez zgłoszenie sprzedawcy. Inne podmioty rynku energii nie zgłaszają zmian sprzedawcy. Dodatkowo mając na uwadze wejście w życie od dnia 2 lipca 2024 r. CSiRE taki koordynator również nie będzie mógł zgłosić zmiany sprzedawcy. Zapisy tego punktu należy dostosować do istniejących dzisiaj zasad zmiany sprzedawcy.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Przepis został usunięty z projektu. Mając na względzie uwagi zgłoszone w konsultacjach dotyczące przekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii projektodawca zdecydował o przekazywaniu danych pomiarowych przez Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Jednym z głównych zadań OIRE będzie przetwarzanie (pozyskiwanie oraz udostępnianie) danych pomiarowych uczestników rynku energii, w tym odbiorców końcowych, prosumentów oraz wytwórców OZE. Ułatwiony będzie również dostęp do informacji rynku energii, w tym profili pomiarowych zużycia i produkcji energii elektrycznej. Dane dotyczące zmiany sprzedawcy będzie przekazywało OIRE.
321.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy w	PSE	**Korekta przepisów w związku z wdrożeniem CSIRE**	**Uwaga przyjęta** Zrezygnowano z odrębnego rozporządzenia.

	zw. z art. 35 pkt 2 (Art. 38 ae ust. 4 ustawy OZE)		Ponieważ zgodnie z art. 35 pkt 2 projektu dodawany art. 38ae ust. 2 ustawy OZE miałby wejść w życie z dniem 01.01.2024 r., to wydane na jego podstawie rozporządzenie będzie bezprzedmiotowe od 01.07.2024 r. ze względu na to, że w tym czasie będzie już funkcjonował CSIRE, które zapewni dostęp do odpowiednich danych pomiarowych uprawnionym do nich podmiotom (na podstawie art. 11zc ust. 1 ustawy Prawo energetyczne).	Mając na względzie uwagi zgłoszone w konsultacjach dotyczące przekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii projektodawca zdecydował o przekazywaniu danych pomiarowych przez Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Jednym z głównych zadań OIRE będzie przetwarzanie (pozyskiwanie oraz udostępnianie) danych pomiarowych uczestników rynku energii, w tym odbiorców końcowych, prosumentów oraz wytwórców OZE. Ułatwiony będzie również dostęp do informacji rynku energii, w tym profili pomiarowych zużycia i produkcji energii elektrycznej.
322.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 4 ustawy OZE)	ENEA Operator Sp. z o.o.	Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres przekazywanych danych pomiarowych, o których mowa w ust. 2, oraz sposób ich rejestracji i przekazywania, mając na uwadze potrzebę ujednolicenia sposobu ich przekazywania. To jest kolejna delegacja w ustawie do wydania rozporządzenia dot. danych pomiarowych. Należy rozważyć, czy ustawa nie powinna mieć tylko jednego rozporządzenia regulującego zagadnienie danych pomiarowych.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Zrezygnowano z odrębnego rozporządzenia. Mając na względzie uwagi zgłoszone w konsultacjach dotyczące przekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii projektodawca zdecydował o przekazywaniu danych pomiarowych przez Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Jednym z głównych zadań OIRE będzie przetwarzanie (pozyskiwanie oraz udostępnianie) danych pomiarowych uczestników rynku energii, w tym odbiorców końcowych, prosumentów oraz wytwórców OZE. Ułatwiony będzie również dostęp do

				informacji rynku energii, w tym profili pomiarowych zużycia i produkcji energii elektrycznej.
323.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 4 ustawy OZE)	TOE	Proponujemy nast. brzmienie Art. 38ae ust. 4 „4. Minister właściwy do spraw klimatu określi **w terminie 180 dni przed wejściem w życie ustawy**, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres przekazywanych danych pomiarowych, o których mowa w ust. 2, oraz sposób ich rejestracji i przekazywania, mając na uwadze potrzebę ujednolicenia sposobu ich przekazywania” Uzasadnienie: Proponujemy doprecyzowanie przepisu, aby zapewnić niezbędny czas na dostosowanie systemów IT i Standardów Wymiany Informacji, w tym poinformowanie sprzedawców o zmianach zgodnie z IRiESD.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Zrezygnowano z odrębnego rozporządzenia. Mając na względzie uwagi zgłoszone w konsultacjach dotyczące przekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii projektodawca zdecydował o przekazywaniu danych pomiarowych przez Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Jednym z głównych zadań OIRE będzie przetwarzanie (pozyskiwanie oraz udostępnianie) danych pomiarowych uczestników rynku energii, w tym odbiorców końcowych, prosumentów oraz wytwórców OZE. Ułatwiony będzie również dostęp do informacji rynku energii, w tym profili pomiarowych zużycia i produkcji energii elektrycznej. Ustawa zapewni także vacatio legis, które zapewni niezbędny czas na dostosowanie systemów IT i Standardów Wymiany Informacji, w tym poinformowanie sprzedawców o zmianach zgodnie z IRiESD.
324.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 4 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A.	Zapis stanowi kolejną delegację w ustawie do wydania rozporządzenia dot. danych pomiarowych. Proponujemy rozważyć, czy ustawa nie powinna mieć tylko jednego rozporządzenia regulującego zagadnienie danych pomiarowych.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Zrezygnowano z odrębnego rozporządzenia. Mając na względzie uwagi zgłoszone w konsultacjach dotyczące przekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii projektodawca zdecydował o przekazywaniu danych pomiarowych przez Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy

				- Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Jednym z głównych zadań OIRE będzie przetwarzanie (pozyskiwanie oraz udostępnianie) danych pomiarowych uczestników rynku energii, w tym odbiorców końcowych, prosumentów oraz wytwórców OZE. Ułatwiony będzie również dostęp do informacji rynku energii, w tym profili pomiarowych zużycia i produkcji energii elektrycznej.
325.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 4 ustawy OZE)	PTPIREE	Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres przekazywanych danych pomiarowych, o których mowa w ust. 2, oraz sposób ich rejestracji i przekazywania, mając na uwadze potrzebę ujednolicenia sposobu ich przekazywania. Termin wejścia w życie rozporządzenia nie może być krótszy niż 180 dni od opublikowania niniejszego rozporządzenia. Uzasadnienie: To jest kolejna delegacja w ustawie do wydania rozporządzenia dot. danych pomiarowych. Uważamy, że takie powielanie rozporządzeń w tym samym temacie wprowadzi niepotrzebne zamieszanie. W naszej opinii, ustawa powinna mieć tylko jednego rozporządzenia regulującego zagadnienie danych pomiarowych. Dlatego wymagania w tym zakresie proponujemy uregulować w już istniejącym w ustawie rozporządzeniu „pomiarowym”. Ponadto należy zapewnić niezbędny czas na dostosowanie systemów IT i Standardów Wymiany Informacji, w tym poinformowanie sprzedawców o zmianach zgodnie z IRiESD. Dlatego jeżeli powyższa uwaga nie zostanie uwzględniona proponujemy dodać zdania jak obok.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Zrezygnowano z odrębnego rozporządzenia. Mając na względzie uwagi zgłoszone w konsultacjach dotyczące przekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii projektodawca zdecydował o przekazywaniu danych pomiarowych przez Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Jednym z głównych zadań OIRE będzie przetwarzanie (pozyskiwanie oraz udostępnianie) danych pomiarowych uczestników rynku energii, w tym odbiorców końcowych, prosumentów oraz wytwórców OZE. Ułatwiony będzie również dostęp do informacji rynku energii, w tym profili pomiarowych zużycia i produkcji energii elektrycznej. Ustawa zapewni także vacatio legis, które zapewni niezbędny czas na dostosowanie systemów IT i Standardów Wymiany Informacji, w tym poinformowanie sprzedawców o zmianach zgodnie z IRiESD.

326.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38af – 38ai ustawa OZE)	Tauron Polska Energia S.A., PTPIREE	Zaproponowany w projekcie mechanizm „usługi ograniczania obciążenia szczytowego”, której zakupu od klastra miałby dokonywać operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, nosi znamiona usług elastyczności w rozumieniu Dyrektywy 2019/944. Takie rozwiązanie jest wprowadzeniem uprzywilejowanej ścieżki zakupu takich usług od klastra, co wydaje się niezgodne z Dyrektywą 2019/944. Zgodnie z art. 32 Dyrektywy *„operatorzy systemów dystrybucyjnych udzielają zamówień na takie usługi z wykorzystaniem przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur zgodnych z zasadami rynkowymi” „Operatorzy systemów dystrybucyjnych (...) określają, w przejrzystej i partycypacyjnej procedurze z udziałem wszystkich właściwych użytkowników systemu i operatorów systemów przesyłowych, specyfikacje dotyczące zamawianych usług elastyczności”.* Przepisy w projektowanym kształcie mogą zostać uznane za dyskryminujące dla innych uczestników rynku, ponieważ nie przewidują rynkowego konkurowania (z klastrem) innych uczestników rynku, którzy są przyłączeni do tej samej linii SN / stacji Sn/nN i mogliby zaproponować tego typu usługi po bardziej konkurencyjnych cenach. Wydaje się, że zakup usług ograniczania obciążania szczytowego od klastra powinien być realizowany przez OSD na zasadach niedyskryminacyjnych w stosunku do innych uczestników rynku np. w ramach zakupu usług elastyczności. Rekomendujemy zintegrowanie tych przepisów z regulacjami dot. usług elastyczności, o których mowa w nowelizacji ustawy prawo energetyczne (UC 74), ewentualnie (o czym wspomnieliśmy w	**Uwaga przyjęta** Mając na względzie uwagi zgłoszone w konsultacjach dotyczące zaproponowanej usługi ograniczenia obciążenia szczytowego, wskazującymi, że zgodnie z przepisami Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE, może mieć ona charakter usługi elastyczności i z tego względu powinny być zapewnione niezbędne ramy regulacyjne i zachęty umożliwiające operatorom systemów dystrybucyjnych udzielanie zamówień na tego typu usługi, projektodawca zdecydował o wykreśleniu zapisów dotyczących ww. usługi z projektowanej regulacji - obszar usług elastyczności będzie uregulowany w projekcie UC 74

			uwagach ogólnych) przetestowanie tych rozwiązań w ramach piaskownic regulacyjnych, również projektowanych w ramach UC74.	
327.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38af ust. 4 ustawy OZE)	Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Komunikacji	*Konieczność doprecyzowania* Wnosimy o doprecyzowanie co dokładnie należy rozumieć jako obciążenie szczytowe, a także w jakich godzinach ma ono obowiązywać? Czy obszar ograniczenia szczytowego polegać ma na podobnych założeniach co usługa sługa redukcji zużycia energii elektrycznej przez odbiorców (DSR), ewentualnie czym się różni. Ponadto, czy usługa ograniczenia obciążenia szczytowego będzie usługą systemową czy będzie w pełni dowolna? Obecna propozycja uregulowania treści umowy o utworzeniu obszaru ograniczania obciążenia szczytowego wymaga doprecyzowania, w zakresie założeń usługi ograniczania obciążenia szczytowego.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
328.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38af ust. 4 ustawy OZE)	TOE	W art. 38af proponujemy dodać ust 8. „8. Minister właściwy do spraw klimatu określi w terminie 180 dni przed wejściem w życie ustawy, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres i sposób ustalania podstawy wynagrodzenia wypłacanego przez operatora systemu dystrybucyjnego.” Uzasadnienie: Proponujemy doprecyzowanie przepisu w związku z brakiem jednoznacznego wskazania sposobu ustalania podstawy wynagrodzenia wypłacanego przez OSD.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
329.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38af	Tauron Polska Energia S.A., PTPIREE	terytorialny i sieciowy obszar działalności obszaru ograniczania obciążenia szczytowego ~~oraz wykaz punktów poboru energii wchodzących w skład tego obszaru~~;	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

	ust. 4 pkt 2 ustawy OZE)		Uzasadnienie: Punkt 2 częściowo powiela się z punktem 6. Proponujemy wykreślenie.	
330.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38af ust. 4 pkt 2 i 6 ustawy OZE)	PGE	Zwracamy uwagę, że w obu punktach wymagane jest przedstawienie tych samych informacji – wykaz punktów poboru energii. Jednocześnie należy zwrócić uwagę na niejednolitą terminologię – zamiennie stosowane jest określenie punktów poboru energii tworzących obszar ograniczania lub wchodzących w jego skład.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
331.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38af ust. 5 ustawy OZE)	Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Komunikacji	*Konieczność doprecyzowania* *Wnosimy o doprecyzowanie, czy redukcja generacji ma dotyczyć redukcji generacji w sieci, czy redukcji zapotrzebowania?* *Po wnikliwej interpretacji, zakładamy, że w omawianym przepisie mowa jest o redukcji zużycia energii elektrycznej w danym obwodzie SN lub stacji SN/nn. Redukcję można przeprowadzić na dwa sposoby, poprzez redukcję zapotrzebowania lub generację energii która pokryje zapotrzebowanie i w ten sposób linia SN lub stacji SN/nn nie będzie pobierać energii. W związku z tym, prosimy o wskazanie, w jakim celu OSD ma ograniczać produkcję energii? Dodatkowo, w przepisie brakuje szczegółowego określenia czasu trwania zapotrzebowania szczytowego - czy jest to „peak" giełdowy, czy szczyt przedpołudniowy i popołudniowy?* *Przepisy w zakresie redukcji na obszarach ograniczania obciążenia szczytowego są niejasne i budzą sporo wątpliwości.*	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

332.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38af ust. 6 ustawy OZE)	Fundacja Frank Bold	„6. Umowa, o której mowa w ust. 3, jest zawierana na okres co najmniej na jaki zawarte zostało porozumienie klastra energii.”	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
333.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38af ust. 7 ustawy OZE)	Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Komunikacji	*Konieczność doprecyzowania* Wnosimy o wyjaśnienie, czy rola koordynatora klastra w zakresie obszaru ograniczania obciążenia szczytowego będzie ograniczała się jedynie do rozliczania członków klastra i ponoszenia ewentualnych kar umownych. W obecnym brzmieniu nie jest jasne, czy koordynator klastra będzie posiadał uprawnienia decyzyjne i/lub kontrolne w związku z realizacją umowy o utworzeniu obszaru ograniczania obciążenia szczytowego pomiędzy zainteresowanymi członkami klastra energii a OSD. KIKE stoi na stanowisku, że ograniczenie zadań koordynatora do kwestii rozliczeń bez możliwości wpływu na realizację umowy o utworzeniu obszaru ograniczania obciążenia szczytowego jest niekorzystne i nieuzasadnione. Oprócz tego, w ocenie KIKE, zaproponowane rozwiązanie nie uwzględnia ekonomicznych aspektów działalności klastrów energii. Istnieje ryzyko, że skomplikowane usługi redukcji zużycia nie będą opłacalne dla klastrów, w szczególności w odniesieniu do wielkości generacji, mając na uwadze niską przewidywalność ilości energii wytworzonej z PV na niewielką skalę na jednej linii SN lub stacji SN/nn, a także bilansu kosztów w stosunku do korzyści. Oprócz tego, w projekcie nie został	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

			określony przychód klastrów z tytułu realizacji usług obszaru ograniczania obciążenia szczytowego.	
334.	Art. 38af ust. 7 ustawy OZE	Stowarzyszenie na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego	*Konieczność doprecyzowania* Wnosimy o wyjaśnienie, czy rola koordynatora klastra w zakresie obszaru ograniczania obciążenia szczytowego będzie ograniczała się jedynie do rozliczania członków klastra i ponoszenia ewentualnych kar umownych. W obecnym brzmieniu nie jest jasne, czy koordynator klastra będzie posiadał uprawnienia decyzyjne i/lub kontrolne w związku z realizacją umowy o utworzeniu obszaru ograniczania obciążenia szczytowego pomiędzy zainteresowanymi członkami klastra energii a OSD. Ograniczenie zadań koordynatora do kwestii rozliczeń bez możliwości wpływu na realizację umowy o utworzeniu obszaru ograniczania obciążenia szczytowego jest nieuzasadnione. Zaproponowane rozwiązanie nie uwzględnia ekonomicznych aspektów działalności klastrów energii. Istnieje ryzyko, że skomplikowane usługi redukcji zużycia nie będą opłacalne dla klastrów, w szczególności w odniesieniu do wielkości generacji, mając na uwadze niską przewidywalność ilości energii wytworzonej z PV na niewielką skalę na jednej linii SN lub stacji SN/nn, a także bilansu kosztów w stosunku do korzyści. Oprócz tego, w projekcie nie został określony przychód klastrów z tytułu realizacji usług obszaru ograniczania obciążenia szczytowego.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
335.	Art. 1 pkt 30 projektu	PGE	Zwracamy uwagę, że w obu punktach wymagane jest przedstawienie tych samych informacji – wniosków o określenie warunków przyłączenia.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

	ustawy (art. 38ag ust. 2 pkt 1 i 7 ustawy OZE)			
336.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ag ust. 2 pkt 1 ustawy OZE	PTPIREE Tauron Polska Energia S.A.	Proponujemy wykreślenie tych przepisów. Wydawanie warunków i zawieranie umów o przyłączenie jest określone w ustawie prawo energetyczne. Nie widzimy możliwości łączenia tego procesu z zawieraniem umowy dot. obszaru ograniczania szczytowego obciążenia. Taka umowa jest terminowa i zawiera określone parametry na ten czas – nie powinny być w tym okresie zmienione. Ponadto obecnie pkt 1 częściowo powiela się z pkt 7. Proponujemy jedynie uwzględnić informację o wnioskach i warunkach przyłączenia w przeprowadzanej analizie zasadności utworzenia obszaru ograniczania szczytowego obciążenia (art. 38ag ust. 2 pkt 7.)	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
337.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ag ust. 2 pkt 4 i 5 ustawy OZE)	PGE	Warunkiem korzystania z rozliczeń na podstawie art. 184k nie jest uczestnictwo w obszarze ograniczenia obciążenia, podobnie uczestnictwo w obszarze ograniczenia obciążenia nie jest uwarunkowane korzystaniem z rozliczeń, o których mowa w art. 184k. Nie jest więc jasne, z jakiego powodu informacje wskazane w przywołanych pkt 4 i 5 mają być załączane do wniosku o utworzenie obszaru ograniczenia obciążenia. Tym bardziej, że w przypadku utworzenia więcej niż jednego takiego obszaru w ramach klastra informacje te musiałyby być powielane. Ewentualnie informacje te powinny odnosić się jedynie do punktów poboru tworzących dany obszar.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

338.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ag ust. 2 pkt 7 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A. , PTPIREE	7) informację o złożonych wnioskach o określenie warunków przyłączenia, wydanych warunkach przyłączenia oraz zawartych umowach o przyłączenie, o których mowa w art. 7 ustawy - Prawo energetyczne, w przypadku, gdy planowane jest przyłączenie nowych źródeł energii lub modernizacja źródeł istniejących na terenie planowanego obszaru ograniczania obciążenia szczytowego.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
339.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ag ust. 2 pkt 8 ustawy OZE)	PTPIREE ENEA Operator Sp. z o.o.	Dodanie nowego ppkt. 8): 8) zobowiązanie koordynatora klastra do poniesienia kosztów, o których mowa w Art. 38ah. ust 3. Uzasadnienie: Proponujemy dodanie przedmiotowego zobowiązania dla koordynatora klastra. Uważamy, że koszty te winien ponosić wobec OSD koordynator, który następnie uwzględnia je w rozliczeniach z zainteresowanymi stronami porozumienia, wg zasad określonych w porozumieniu klastra.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
340.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ag ust. 3 w zw. z art. 38ah ust. 3 ustawy OZE)	PGE	Na gruncie projektowanych przepisów nie jest jasne, czy przeprowadzenie przez OSD analizy zasadności utworzenia obszaru ograniczania obciążenia jest uwarunkowane akceptacją przez członków klastra energii kosztów sporządzenia takiej analizy, czy następuje automatycznie w wyniku złożenia kompletnego wniosku o wydanie warunków utworzenia takiego obszaru, nawet w przypadku braku akceptacji tych kosztów.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
341.	Art. 1 pkt 30 projektu	Krajowa Izba Gospodarcza	*Konieczność całościowego przeredagowania i uzupełnienia o kryteria i elementy analizy*	**Uwaga bezprzedmiotowa**

	ustawy (art. 38ag ust. 3 ustawy OZE)	Elektroniki i Komunikacji	*zasadności utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego.* Prosimy o wskazanie kryteriów przeprowadzenia analizy zasadności utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego. Tworząc obszar ograniczania obciążenia szczytowego koordynator klastra powinien mieć jasne wytyczne lub zasady tworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego. W przeciwnym razie powstaje ryzyko powstawania sporów pomiędzy koordynatorem i OSD w przedmiocie zasadności utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego.	Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
342.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ag ust. 3 ustawy OZE)	Fundacja Frank Bold	„3. Na podstawie kompletnego wniosku, o którym mowa w ust. 1, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przeprowadza w terminie 30 dni analizę zasadności utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego.” Wprowadzenie terminu na przeprowadzenie analizy.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
343.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 1 ustawy OZE)	PSEW	Nie jest jasne jakie kryteria powinny przemawiać za uznaniem zasadności wniosku o wydanie warunków utworzenia obszaru ograniczenia obciążenia szczytowego. W konsekwencji występuje pełna dowolność działania OSD w tym obszarze.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
344.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ustawy OZE)	PIGEOR	1. W przypadku uznania wniosku, o którym mowa w art. 38ag ust. 1, za zasadny ~~oraz opłacenia przez członków klastra energii kosztów, o których mowa w ust. 3~~ operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wydaje i doręcza koordynatorowi klastra energii:	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

			1) w terminie 90 dni, warunki utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego wraz z propozycją umowy zawierającą, w szczególności, wysokość wynagrodzenia z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego przez członków klastra energii zlokalizowanych w planowanym obszarze ograniczania obciążenia szczytowego; 2) warunki przyłączenia, o których mowa w art. 7 ust. 3a-3d ustawy - Prawo energetyczne, dla członków klastra energii ubiegających się o przyłączenie do sieci, zamierzających utworzyć obszar ograniczania obciążenia szczytowego. 2. Jeżeli operator systemu dystrybucyjnego uzna wniosek, o którym mowa w art. 38ag ust. 1, za niezasadny i odmówi zawarcia umowy o utworzenie obszaru obciążenia szczytowego, jest obowiązany w terminie 14 dni pisemnie powiadomić o odmowie Prezesa URE oraz koordynatora klastra energii, podając przyczyny odmowy. ~~3. Operator systemu dystrybucyjnego informuje koordynatora klastra energii, o wycenie kosztów przeprowadzenia analizy, o której mowa w art. 38ag ust. 3. W przypadku akceptacji wyceny kosztów pokrywają je w wysokości 50% członkowie klastra energii zainteresowani zawarciem umowy, o której mowa w ust. 2, z wyjątkiem przypadku, o którym mowa w ust. 4.~~ ~~4. W przypadku gdy operator systemu dystrybucyjnego jest zainteresowany utworzeniem z własnej inicjatywy obszaru ograniczenia szczytowego, może przeprowadzić analizę zasadności utworzenia jednego lub więcej obszarów ograniczania obciążenia szczytowego. Wyniki analizy operator systemu dystrybucyjnego~~	

			~~elektroenergetycznego udostępnia w swojej siedzibie oraz publikuje na swojej stronie internetowej.~~ Uzasadnienie: Proponowana zmiana wprowadza identyczne uregulowania jak dla wydawanych przez OSD warunków przyłączenia. Proponujemy aby wydane warunki utworzenia „obszarów ograniczania obciążenie szczytowego" nie były warunkowane opłatą za wykonaną analizę. Proponujemy, aby w umowie utworzenia takiego obszar był warunek opłacenia 50% analizy – brak opłaty powinien = brak wejścia w życie umowy. Pozostawienie proponowanych zapisów to zobowiązanie wnioskodawcy do wnoszenia opłat bez zapoznania się z analizami.	
345.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 1 pkt. 1 ustawy OZE)	Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Komunikacji	Proponowany przepis wprowadza nowe dodatkowe obowiązki po stronie OSD (m.in. wydawanie warunków utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego wraz z propozycją umowy) W ocenie KIKE, wprowadzanie nowych obowiązków po stronie OSD powinno być uzasadnione, natomiast obowiązek wydawania warunków utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego wraz z propozycją umowy powinien zostać znacząco okrojony do niezbędnego minimalnego zakresu, jeśli nie jest możliwe całkowite przerzucenie go na inny podmiot.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
346.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 1	Stowarzyszenie na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa	Proponowany przepis wprowadza nowe dodatkowe obowiązki po stronie OSD (m.in. wydawanie warunków utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego wraz z propozycją umowy) Wprowadzanie nowych obowiązków po stronie OSD powinno być uzasadnione, natomiast	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

	pkt. 1 ustawy OZE)	Żmijewskiego	obowiązek wydawania warunków utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego wraz z propozycją umowy powinien zostać znacząco okrojony do niezbędnego minimalnego zakresu.	
347.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 1 pkt. 1 ustawy OZE)	ENEA Operator Sp. z o.o.	1) w terminie ~~90~~ 150 dni Proponujemy wydłużyć. W celu określenia zasadności utworzenia obszaru konieczne jest przeprowadzenie przez OSD złożonej i niestandardowej analizy wskazanej w ust. 5, co może pociągać za sobą konieczność zlecenia części prac do wyspecjalizowanego podmiotu. Dodatkowo potrzebny jest czas na przygotowania propozycji konkretnej, dedykowanej danemu obszarowi umowy.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
348.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 1 pkt. 1 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A.	w terminie 150 ~~90~~ dni, warunki utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego wraz z propozycją umowy zawierającą, w szczególności, wysokość wynagrodzenia z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego przez członków klastra energii zlokalizowanych w planowanym obszarze ograniczania obciążenia szczytowego Uzasadnienie: Proponujemy wydłużyć termin. W celu określenia zasadności utworzenia obszaru konieczne jest przeprowadzenie przez OSD złożonej i niestandardowej analizy, co może pociągać za sobą konieczność zlecenia części prac do wyspecjalizowanego podmiotu. Dodatkowo potrzebny jest czas na przygotowania propozycji konkretnej, dedykowanej danemu obszarowi umowy.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

349.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 1 pkt. 2 ustawy OZE)	ENEA Operator Sp. z o.o	~~**2) warunki przyłączenia, o których mowa w art. 7 ust. 3a-3d ustawy - Prawo energetyczne, dla członków klastra energii ubiegających się o przyłączenie do sieci, zamierzających utworzyć obszar ograniczania obciążenia szczytowego.**~~ Proponujemy wykreślenie w związku z zapisami art. 38ag. ust. 2 pkt 7)	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
350.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 1 pkt. 2 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A., PTPIREE	Proponujemy wykreślenie tego przepisu. Wydawanie warunków i zawieranie umów o przyłączenie jest określone w ustawie prawo energetyczne. Nie widzimy możliwości łączenia tego procesu z zawieraniem umowy dot. obszaru ograniczania szczytowego obciążenia. Taka umowa jest terminowa i zawiera określone parametry na ten czas – nie powinny być w tym okresie zmienione. Łączenie w czasie zawarcia umowy o utworzenie obszaru ograniczania obciążenia szczytowego (do 60 dni od wydania warunków) z jednoczesnym określeniem terminu ważności ww. umowy np. na 2 lata i wydaniem warunków na przyłączenie źródeł do sieci o prawdopodobnym czasie realizacji około 2 lat wzajemnie się wyklucza. PTPIREE (dalszy ciąg uzasadnienia) Tego typu rozwiązania działają szkodliwie zarówno na podmioty które złożyły wniosek o wydanie warunków przyłączenia, jak i dla składania wniosku o utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego np. w przypadku, gdy dla jednego z wniosków o wydanie warunków przyłączenia (dołączonych do wniosku o utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego), OSD po wykonanej analizie wyda odmowe wydania	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

			warunków przyłączenia, automatycznie będzie musiał wydać odmowę utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego i odwrotnie. Jest to tylko jeden z przykładów dla których nie powinno łączyć się ze sobą tych dwóch procesów.	
351.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 2 ustawy OZE)	ENEA Operator Sp. z o.o	Jeżeli operator systemu dystrybucyjnego uzna wniosek, o którym mowa w art. 38ag ust. 1, za niezasadny i odmówi zawarcia umowy o utworzenie obszaru obciążenia szczytowego, jest obowiązany w terminie 14 dni pisemnie powiadomić o odmowie ~~**Prezesa URE oraz**~~ koordynatora klastra energii, podając przyczyny odmowy.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
352.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 2 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A., PTPIREE	Jeżeli operator systemu dystrybucyjnego uzna wniosek, o którym mowa w art. 38ag ust. 1, za niezasadny i odmówi zawarcia umowy o utworzenie obszaru obciążenia szczytowego, jest obowiązany w terminie ~~14 dni~~ określonym w art. 38 ah ust. 1 pkt 1 pisemnie powiadomić o odmowie ~~Prezesa URE oraz~~ koordynatora klastra energii, podając przyczyny odmowy. Uzasadnienie: W analizowanej propozycji przyjęto model relacji jak w procesie przyłączeniowym, tj. w przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia OSD informuje Prezesa URE. Jednakże w przypadku tworzenia obszaru ograniczenia mocy szczytowej mamy zupełnie odmienną sytuację faktyczną i prawną tj. nie mówimy tutaj o odmowie w zakresie publicznoprawnego obowiązku przyłączania do sieci, gdzie obowiązek poinformowania PURE jest uzasadniony, a o decyzji OSD, że w wyniku przeprowadzonej analizy, nie widzi potrzeby lub możliwości utworzenia obszaru i przygotowania propozycji umowy. To prawo (opcja) OSD, a nie	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. .

			obowiązek. Proponowany przepis jest więc w naszej ocenie nieuzasadniony.	
353.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 3 ustawy OZE)	Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Komunikacji	*Konieczność doprecyzowania* Wnosimy o doprecyzowanie zasad przeprowadzania wyceny kosztów analizy zasadności obszaru ograniczania obciążenia szczytowego. W połączeniu z brakiem określonych kryteriów analizy zasadności, brak wytycznych w zakresie wyceny wprowadza zbyt szeroką dowolność w ocenie koordynatora klastra i OSD, co również nie ułatwi współpracy między koordynatorem i OSD. Oprócz tego, w ocenie KIKE, niezbędne jest doprecyzowanie w jakim stosunku członkowie klastra pokrywają koszty analizy. Czy koszty pokrywają wszyscy członkowie, czy tylko członkowie których dotyczyć ma utworzenie obszaru? Czy każdy członek klastra pokrywa w równej części koszty analizy, czy są one stosunkowo rozdzielane na podstawie danych kryteriów? Powyższe kwestie powinny zostać doprecyzowane. Obecne brzmienie przepisu wymaga szczegółowego uregulowania kryteriów i zasad przeprowadzenia wyceny kosztów analizy zasadności utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego, a także wyjaśnienia sposobu pokrywania kosztów przez członków klastra energii.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
354.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 3 ustawy OZE)	Fundacja Frank Bold	„3. Operator systemu dystrybucyjnego informuje o sposobie dokonywania wyceny kosztów przeprowadzenia analizy, o której mowa w art. 38ag ust. 3. na swojej stronie internetowej, w taki sposób, aby uczestnicy klastra mogli na podstawie posiadanych przez siebie danych ustalić ostateczny koszt sporządzenia analizy. W przypadku akceptacji wyceny kosztów pokrywają je w wysokości 50%	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

			członkowie klastra energii zainteresowani zawarciem umowy, o której mowa w ust. 2, z wyjątkiem przypadku, o którym mowa w ust. 4.” Uczestnicy klastra muszą znać wcześniej koszt przeprowadzenia analizy. Obecna propozycja powoduje, że uczestnicy klastra dowiadują się o koszcie analizy już po jej wykonaniu, niejasne jest także kto pokrywa koszty analizy w razie braku akceptacji wyceny przez uczestników klastra.	
355.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 3 ustawy OZE)	Stowarzyszenie na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego	*Konieczność doprecyzowania* Wnosimy o doprecyzowanie zasad przeprowadzania wyceny kosztów analizy zasadności obszaru ograniczania obciążenia szczytowego. W połączeniu z brakiem określonych kryteriów analizy zasadności, brak wytycznych w zakresie wyceny wprowadza zbyt szeroką dowolność w ocenie koordynatora klastra i OSD, co również nie ułatwi współpracy między koordynatorem i OSD. Niezbędne jest doprecyzowanie w jakim stosunku członkowie klastra pokrywają koszty analizy. Czy koszty pokrywają wszyscy członkowie, czy tylko członkowie których dotyczyć ma utworzenie obszaru? Czy każdy członek klastra pokrywa w równej części koszty analizy, czy są one stosunkowo rozdzielane na podstawie danych kryteriów? Powyższe kwestie powinny zostać doprecyzowane. Obecne brzmienie przepisu wymaga szczegółowego uregulowania kryteriów i zasad przeprowadzenia wyceny kosztów analizy zasadności utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego, a także wyjaśnienia sposobu pokrywania kosztów przez członków klastra energii.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
356.	Art. 1 pkt 30 projektu	Tauron Polska	Operator systemu dystrybucyjnego informuje koordynatora klastra energii, o wycenie kosztów przeprowadzenia analizy, o której mowa w art. 38ag	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

	ustawy (art. 38ah ust. 3 ustawy OZE)	Energia S.A.	ust. 3. W przypadku akceptacji wyceny kosztów koordynator klastra energii pokrywa~~ją~~ je w wysokości 50% ~~członkowie klastra energii zainteresowani zawarciem umowy, o której mowa w ust. 2, z wyjątkiem przypadku, o którym mowa w ust. 4.~~ Uzasadnienie: Uważamy, że koszty te winien ponosić wobec OSD koordynator, który reprezentuje klaster w relacjach z OSD. Koordynator następnie uwzględniałby te koszty w rozliczeniach z zainteresowanymi stronami porozumienia, wg zasad określonych w tym porozumieniu.	
357.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 3 ustawy OZE)	PTPIREE	Operator systemu dystrybucyjnego informuje koordynatora klastra energii, o wycenie kosztów przeprowadzenia analizy, o której mowa w art. 38ag ust. 3. W przypadku akceptacji wyceny kosztów koordynator klastra energii pokrywa~~ją~~ je w wysokości ~~5~~100% ~~członkowie klastra energii zainteresowani zawarciem umowy, o której mowa w ust. 2, z wyjątkiem przypadku, o którym mowa w ust. 4.~~ Uzasadnienie: Uważamy, że koszty te winien ponosić wobec OSD koordynator, który reprezentuje klaster w relacjach z OSD. Koordynator następnie uwzględniałby te koszty w rozliczeniach z zainteresowanymi stronami porozumienia, wg zasad określonych w tym porozumieniu. Ponadto koszty te powinny zostać poniesione w 100% przez koordynatora, gdyż inaczej ponosiliby je wszyscy odbiorcy przyłączeni do sieci poprzez system taryfowy – nie widzimy uzasadnienia, aby	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

			koszty funkcjonowania klastra ponosili inni odbiorcy spoza klastra.	
358.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 4 ustawy OZE)	Fundacja Frank Bold	„W przypadku gdy operator systemu dystrybucyjnego jest zainteresowany utworzeniem z własnej inicjatywy obszaru ograniczenia szczytowego, przeprowadza analizę zasadności utworzenia jednego lub więcej obszarów ograniczania obciążenia szczytowego. Wyniki analizy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego udostępnia w swojej siedzibie oraz publikuje na swojej stronie internetowej. Zastąpienie słów „może przeprowadzić" słowem „przeprowadza"	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
359.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 4 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A., PTPIREE	Proponujemy niewprowadzanie tego zapisu. Prawo OSD do przeprowadzenia takiej analizy wynika z ogólnych przepisów uPe (obowiązki OSD). OSD wykonuje szereg tego typu analiz i prawo OSD do ich przeprowadzanie nie jest zapisane tak szczegółowo w przepisach prawa.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
360.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 4 ustawy OZE)	ENEA Operator Sp. z o.o.	~~**W przypadku gdy operator systemu dystrybucyjnego jest zainteresowany utworzeniem z własnej inicjatywy obszaru ograniczenia szczytowego, może przeprowadzić analizę zasadności utworzenia jednego lub więcej obszarów ograniczania obciążenia szczytowego. Wyniki analizy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego udostępnia w swojej siedzibie oraz publikuje na swojej stronie internetowej.**~~ Proponujemy nie wprowadzać tego zapisu. Prawo OSD do przeprowadzenia takiej analizy wynika z	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

			ogólnych przepisów ustawy Prawo Energetyczne i ten zapis nic nie wnosi.	
361.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 5 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A PTPIREE.	W przypadku uzyskania warunków utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego, o których mowa w ust. 1 pkt 1, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz zainteresowani członkowie klastra energii zawierają umowę, o której mowa w art. 38af ust. 3 ~~w terminie do 60 dni od dnia doręczenia koordynatorowi klastra energii warunków utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego i propozycji umowy, o której mowa w ust. 1 pkt 1.~~ Uzasadnienie: PTPIREE Proponujemy usunięcie zapisu o terminie podpisania umowy. Czas na wynegocjowanie umowy nie powinien być ograniczany ustawowo – nie powinien on ograniczać żadnej ze stron. PTPIREE, Tauron Polska Energia. Umowa może nie zostać zawarta jeśli strony nie dojdą do porozumienia. Wprowadzenie sztywnego terminu, w którym należałoby zawrzeć umowę nie sprzyja wypracowaniu porozumienia, które będzie satysfakcjonujące dla stron umowy. Ponadto, z tego zapisu można wysnuć wniosek, że członkowie klastra są zobowiązani do podpisania umowy, na warunkach przekazanych przez OSD, co naszym zdaniem nie było intencją tego zapisu.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
362.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ai	ENEA Operator Sp. z o.o.	3. ~~**Bilans mocy źródła**~~ Wskaźnik na potrzeby określenia stopnia wywiązania się z obowiązku ograniczania szczytowego zapotrzebowania na moc obszaru ograniczania obciążenia szczytowego zostanie określony w umowie o której mowa w art.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

	ust. 3 ustawy OZE)		Art. 38af. ust. 1. ~~**wynosi od 0 do 100% i jest wyznaczany według następującego wzoru:**~~ ~~**Maksymalna moc wprowadzona**~~ ~~**=(max)┬(t)⁡(∑_źródła▒ ⟦generacja⟧ _źródła^t -∑_odbiorcy▒ ⟦pobór⟧ _odbiorcy^t)**~~ ~~**Redukcja mocy szczytowej**~~ ~~**=100%* (1 (Maksymalna moc wprowadzona)/(∑_źródła▒ ⟦moc zainstalowana_źródła ⟧))**~~ ~~**gdzie poszczególne symbole oznaczają:**~~ ~~**maksymalna moc wprowadzona – maksymalną chwilową moc wprowadzoną przez obszar ograniczania obciążenia szczytowego do sieci. Wyliczona jest ona z uwzględnieniem wszystkich źródeł i odbiorców objętych obszarem ograniczania obciążenia szczytowego. Wartość ta nie może być mniejsza niż 0. Gdy wartość ta jest mniejsza niż 0 do obliczenia zakłada się wartość równą 0.**~~ ~~**Redukcja mocy szczytowej redukcję mocy szczytowej źródeł energii znajdujących się w obszarze ograniczania obciążenia szczytowego. Redukcja mocy szczytowej przyjmuje wartość 0-100%.”;**~~ Zaproponowane w projekcie zmian do ustawy rozwiązanie nie uwzględnia wszystkich aspektów związanych z warunkami ograniczania mocy szczytowej i blokuje możliwość zdefiniowania parametrów koniecznych do realizacji celu pozwalającego ograniczyć inwestycje sieciowe. Dodatkowo wzór nie jest adekwatny do sytuacji	

			ograniczenia szczytowego obciążenia w kierunku poboru energii, a taką koncepcję (dwukierunkową) przyjęliśmy przy wprowadzaniu propozycji zmian. Zasady określania parametrów redukcji szczytowego zapotrzebowania powinny być określone w umowie.	
363.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ai ust. 3 ustawy OZE)	Krajowa Izba Klastrów Energii OZE	*Konieczność przeredagowania całego przepisu oraz w tym zmiany definicji redukcji mocy szczytowej we wzorze zgodnie z poniższą propozycją* *„Redukcja mocy szczytowej – redukcję mocy szczytowej źródeł energii znajdujących się w obszarze ograniczania obciążenia szczytowego. Redukcja mocy szczytowej przyjmuje wartość 0-100 %.”;* Wnosimy o przeredagowanie przepisów dotyczących redukcji mocy szczytowej. Obecna propozycja brzmienia nie pozwala na dokładne zrozumienie zasad działania obszaru ograniczania szczytowego i redukcji mocy szczytowej. Przepisy budzą poważne wątpliwości czy omawiane założenia są możliwe do realizacji. Przedstawiony w projekcie ustawy wzór bilansu mocy źródła jedynie podsumowuje wcześniejsze przepisy, a nie zapewnia wyjaśnienia zasad redukcji generacji. Dodatkowo, powstają wątpliwości, co w przypadku, gdy generacja będzie większa niż pobór czy ograniczymy generację w źródle? Pojawia się również kwestia mocy chwilowej, a zatem powstaje istotny problem kto dokonuje jej pomiaru i podejmie decyzję o chwilowej redukcji? Obecne brzmienie nie zapewnia jasnych podstaw pozwalających zrozumieć zasady działania obszarów ograniczania szczytowego. Sens tworzenia obszarów ograniczania szczytowego jest niezrozumiały i budzi poważne wątpliwości w	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

			zakresie zasadności ekonomicznej takich działań. Duży koszt urządzeń oraz brak możliwości technicznych realizacji w trybie chwilowym, nie zachęci klastrów do wprowadzania usług ograniczania obciążenia szczytowego. Dodatkowo, w ocenie KIKE, wprowadzono zbyt dużo warunków formalnych do spełnienia przez koordynatora klastra. Warunki realizacji usług ograniczania obciążeń szczytowych i wynagrodzenie zależą w przeważającej mierze od oceny dokonanej przez OSD, a więc od podmiotu trzeciego. Jednocześnie nie ma określonych zasad dokonywania powyższej oceny.	
364.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ai ust. 3 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A.	Wskaźnik na potrzeby określenia stopnia wywiązania się z obowiązku redukcji szczytowego zapotrzebowania na moc obszaru ograniczania obciążenia szczytowego zostanie określony w umowie o której mowa w art. 38af ust. 1. Uzasadnienie: Naszym zdaniem zaproponowane rozwiązanie nie uwzględnia wszystkich aspektów związanych z warunkami ograniczania mocy szczytowej i blokuje możliwość zdefiniowania parametrów koniecznych do realizacji celu pozwalającego ograniczyć inwestycje sieciowe. Dodatkowo wzór nie jest adekwatny do sytuacji ograniczenia szczytowego obciążenia w kierunku poboru energii, a taką koncepcję (dwukierunkową) przyjęliśmy przy wprowadzaniu propozycji zmian. W naszej opinii zasady określania parametrów redukcji szczytowego zapotrzebowania powinny być określone w umowie.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
365.	Art. 1 pkt 30	PTPIREE	Propozycja nowej treści całego ust. 3:	**Uwaga bezprzedmiotowa**

	projektu ustawy (art. 38ai ust. 3 ustawy OZE)		„3. Wskaźnik na potrzeby określenia stopnia wywiązania się z obowiązku redukcji szczytowego zapotrzebowania na moc obszaru ograniczania obciążenia szczytowego zostanie określony w umowie, o której mowa w art. 38af ust. 1.” Uzasadnienie: Zaproponowane w projekcie nowelizacji ustawy o OZE rozwiązanie nie uwzględnia wszystkich aspektów związanych z warunkami ograniczania mocy szczytowej i blokuje możliwość zdefiniowania parametrów koniecznych do realizacji celu pozwalającego ograniczyć inwestycje sieciowe. Dodatkowo wzór nie jest adekwatny do sytuacji ograniczenia szczytowego obciążenia w kierunku poboru energii, a taką koncepcję (dwukierunkową) przyjęliśmy przy wprowadzaniu propozycji zmian. Zasady określania parametrów redukcji szczytowego zapotrzebowania powinny być określone w umowie. Proponujemy zastąpienie całego ust. 3 nowym zapisem o zaproponowanej obok treści.	Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
366.	Art. 38e ust 1 ustawa OZE	Fundacja Frank Bold	uchylenie	**Uwaga nieprzyjęta** Poza zakresem projektu.
367.	Art. 38k Ustawa OZE	Fundacja Frank Bold	uchylenie	**Uwaga nieprzyjęta** Poza zakresem projektu. W zakresie spółdzielni energetycznych zmiany merytoryczne niezwiązane z projektem powinny zostać procedowane w odrębnym projekcie legislacyjnym.

368.	Art. 38l ust. 1 pkt 1 Ustawa OZE	Fundacja Frank Bold	Dotychczasowe brzmienie definicji prosumenta energii odnawialnej rozumianego jako „odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną **wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby** w mikroinstalacji (…)" mogło być interpretowane jako ograniczenie roli prosumenta energii odnawialnej do odbiorcy wytwarzającego energię **wyłącznie na własne potrzeby**. Z uwagi na zmianę modelu prosumenta z rozliczania energii po jej zbilansowaniu na sprzedaż nadwyżek energii, konieczne jest usunięcie mogącego budzić wątpliwości wyrazu „wyłącznie". Fundacja wskazuje, że zaproponowane brzmienie – usunięcie wyrazu „wyłącznie" sprzed informacji o produkowaniu energii z odnawialnych źródeł energii zmienia nie tylko desygnat powoływany przez projektodawcę („na własne potrzeby") ale przede wszystkim usuwa z definicji konieczność wytwarzania przez prosumenta energii wyłącznie z odnawialnych źródeł energii. Taki zapis zarówno przy zastosowaniu wykładni językowej, jak i dodatkowo historycznej (celowe usunięcie przez ustawodawcę wytwarzania energii „wyłącznie z odnawialnych źródeł energii") może doprowadzić do prób nadużycia prawa w tym zakresie. Składająca uwagi podnosi, że przepis z łatwością można sformułować tak, żeby spełniał cele określone w uzasadnieniu przez projektodawcę, nie stwarzał zaś ww. ryzyka. „1) w przypadku gdy spółdzielnia energetyczna złożyła oświadczenie, o którym mowa w art. 38g ust. 3, niezgodne ze stanem faktycznym;"	**Uwaga nieprzyjęta** Poza zakresem projektu. Przepis nie budzi wątpliwości interpretacyjnych zgodnie z wiedzą Projektodawcy.

369.	Zmiana art. 38g ust. 3 pkt 1 ustawa OZE	Fundacja Frank Bold	„1) oświadczenie następującej treści: „Zarząd spółdzielni oświadcza, że dane zawarte we wniosku o zamieszczenie w wykazie spółdzielni energetycznych są kompletne i zgodne z prawdą”.”	**Uwaga nieprzyjęta** Zmiany w powyższym zakresie zostały wprowadzone w brzmieniu zaproponowanym w konsultacjach przez KOWR.
370.	Art. 1 pkt 36 oraz 37 projektu (Art. 39 oraz 39a ustawy OZE)	UPEBI, ISEE	Proponuje się wykreślenie art. 39 a ust. 10 uOZE Alternatywnie, proponuje się nadanie mu następującego brzmienia: „10. Zmiana wartości udzielonej pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust.1, która została uwzględniona przy obliczaniu ceny skorygowanej, o której mowa w ust.5 i 7, polegająca na obniżeniu wartości pomocy lub jej zwrocie w całości, powoduje odpowiednią korektę ceny skorygowanej. Postanowienia ust. 7 stosuje się odpowiednio, przy czym wysokość obniżenia pomocy publicznej lub jej zwrotu, uwzględnia się przy wyliczeniu nowej ceny skorygowanej jako PI ze znakiem „ – „ Analogiczną zmianę proponuje się wprowadzić w art. 39 ust. 10 uOZE Przepis wprowadza możliwość uwzględnienia obniżenia poziomu pomocy inwestycyjnej lub jej zwrotu przy wyliczeniu ceny skorygowanej. Obniżenie poziomu pomocy inwestycyjnej nie jest wcale tak unikalną sprawą. Proponowany przepis w uczciwy sposób „symetryzuje” sytuację w stosunku do sytuacji uzyskania dodatkowej pomocy inwestycyjnej po złożeniu pierwotnej deklaracji o wysokości pomocy inwestycyjnej.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga wykracza poza zakres projektu Wniesiona uwaga wydaje się co do zasady słuszna, niemniej jednak wykracza po zakres procedowanej nowelizacji i wymaga dalszych analiz i roboczych ustaleń z branżą oraz regulatorem. Nie jest możliwe przyjęcie zaproponowanej poprawki dokładnie w tym brzmieniu, gdyż dla pełnego uregulowania normy konieczne byłyby dodatkowe przepisy dotyczące m.in.: - metody wyliczenia nowej ceny skorygowanej, - metody wyliczenia wyrównania, - uregulowania kwestii korekt wypłat w przypadku zastosowania art. 93a ustawy. Alternatywnym rozwiązaniem jest przeniesienie obowiązku przedkładania oświadczenia dotyczącego pomocy publicznej i substratów na moment składania pierwszego wniosku o pokrycie ujemnego salda. Oba rozwiązania wymagają jednak dalszych analiz i konsultacji, przez co ich wprowadzenie na tym etapie pracy nad projektem nie jest możliwe.
371.	Art. 1 pkt 36 oraz 37 projektu	ZBP	Sektor bankowy proponuje wprowadzenie możliwości uwzględnienia obniżenia poziomu pomocy inwestycyjnej lub jej zwrotu przy wyliczeniu ceny skorygowanej. Obniżenie poziomu pomocy inwestycyjnej	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga wykracza poza zakres projektu.

	(Art. 39 oraz 39a ustawy OZE)		nie jest sprawą unikalną. Proponowany przepis w uczciwy sposób „symetryzuje" sytuację w stosunku do sytuacji uzyskania dodatkowej pomocy inwestycyjnej po złożeniu pierwotnej deklaracji o wysokości pomocy inwestycyjnej. W art. 39 i 39a ust. 10 otrzymałby nowe brzmienie: „10. Zmiana wartości udzielonej pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust.1, która została uwzględniona przy obliczaniu ceny skorygowanej, o której mowa w ust.5 i 7, polegająca na obniżeniu wartości pomocy lub jej zwrocie w całości, powoduje odpowiednią korektę ceny skorygowanej. Postanowienia ust. 7 stosuje się odpowiednio, przy czym wysokość obniżenia pomocy publicznej lub jej zwrotu, uwzględnia się przy wyliczeniu nowej ceny skorygowanej jako PI ze znakiem „ – „".	Wniesiona uwaga wydaje się co do zasady słuszna, niemniej jednak wykracza po zakres procedowanej nowelizacji i wymaga dalszych analiz i roboczych ustaleń z branżą oraz regulatorem. Nie jest możliwe przyjęcie zaproponowanej poprawki dokładnie w tym brzmieniu, gdyż dla pełnego uregulowania normy konieczne byłyby dodatkowe przepisy dotyczące m.in.: - metody wyliczenia nowej ceny skorygowanej, - metody wyliczenia wyrównania, - uregulowania kwestii korekt wypłat w przypadku zastosowania art. 93a ustawy. Alternatywnym rozwiązaniem jest przeniesienie obowiązku przedkładania oświadczenia dotyczącego pomocy publicznej i substratów na moment składania pierwszego wniosku o pokrycie ujemnego salda. Oba rozwiązania wymagają jednak dalszych analiz i konsultacji, przez co ich wprowadzenie na tym etapie pracy nad projektem nie jest możliwe.
372.	Art. 40 ust. 1b pkt 1 ustawy OZE	Fundacja Frank Bold	„1) art. 4 ust. 1, powstaje od daty wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, w stosunku do którego zawarto umowę przyłączenia do sieci, o której mowa w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne lub w stosunku do której złożono zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w art. 7 ust. 8d[4] ustawy – Prawo energetyczne nie później niż do dnia 31 grudnia 2023 r., i trwa przez okres kolejnych 15 lat;"	**Uwaga nieprzyjęta** Postulat poza zakresem projektu UC 99. Propozycja wykracza poza inicjatywę legislacyjną.
373.	Dodanie Art. 41 ust. 1 pkt 4 ustawy OZE	Fundacja Frank Bold	„4) energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej przez prosumenta energii odnawialnej, w przypadku, gdy została ona wytworzona w mikroinstalacji, w stosunku do której zawarto umowę przyłączenia do sieci, o której mowa w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne lub w stosunku	**Uwaga nieprzyjęta** Postulat poza zakresem projektu UC 99. Propozycja wykracza poza inicjatywę legislacyjną.

			do której złożono zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w art. 7 ust. 8d[4] ustawy – Prawo energetyczne po dniu 31 grudnia 2023 r.”	
374.	Zmiana art. 42 ust. 8 pkt 3 ustawa OZE	PGE	3) odnawialnego źródła energii ~~**o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 5 MW**~~, wykorzystującej hydroenergię do wytworzenia energii elektrycznej Uzasadnienie Zgodnie z treścią uzasadnienia do projektu ustawy istnieją 782 obiekty posiadające koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej z wody. Z tego zdecydowana większość (767 obiektów) zaliczana jest do tzw. małej energetyki wodnej (instalacje o mocy do 5 MW). Jedynie 15 instalacji charakteryzuje się mocą zainstalowaną większą niż 5 MW. Poszerzenie katalogu potencjalnych odbiorców wsparcia o jednostki o mocy powyżej 5 MW nie spowoduje nadmiernego obciążenia administracyjnego. Dodatkowo modernizacje te nie przyczynią się do nadmiernego zwiększenia oddziaływania na środowisko – ze względu na to, że dotyczą istniejących obiektów, a sama modernizacja dotyczyć będzie części energetycznej obiektu. Poprzez analogię dla innych technologii (biogaz, biomasa) należy zatem znieść ograniczenie wsparcia ze względu na moc zainstalowaną dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego dla elektrowni wodnych.	**Uwaga nieprzyjęta** Podejście ustawodawcy w zakresie systemu wsparcia operacyjnego oraz dla instalacji zmodernizowanych jest spójne z przyjętym podejściem w zakresie systemu świadectw pochodzenia, w którym hydroelektrownie o mocy zainstalowanej większej niż 5 MW nie otrzymują wsparcia od końca 2015 roku. Dodatkowo, duże elektrownie wodne są aktywnymi uczestnikami systemu wsparcia realizowanego przez rynek mocy. W pierwszych sześciu aukcjach na tym rynku zakontraktowano ponad 1,1 GW mocy w elektrowniach wodnych.
375.	Dodanie art. 46 ust. 9-10	ZRSA	ZRSA proponuje w art. 45 Ustawy OZE dodanie ust. 9 -10 o treści:	**Uwaga przyjęta**

	ustawa OZE		*„9. W przypadku, gdy magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii ma możliwość pobierania i magazynowania energii elektrycznej z sieci, układ pomiarowo-rozliczeniowy, w który zgodnie z ust. 8 ma być wyposażony magazyn energii elektrycznej, powinien umożliwiać ustalenie ilości energii pobranej z sieci i wprowadzonej do tego magazynu.* *10. Ust. 9 ma zastosowanie do instalacji odnawialnych źródeł energii, które są objęte wsparciem przewidzianym w ustawie."* **Uzasadnienie** Aktualne brzmienie ust. 8 w art. 45 nie precyzuje, że licznik, w który ma być wyposażony magazyn energii elektrycznej ma mierzyć energię elektryczną pobieraną do magazynu z sieci choć dane te są kluczowe i niezbędne dla realizacji rozliczeń, o których mowa w art. 92 ust. 14 Ustawy OZE. Zarządca Rozliczeń S.A. jako podmiot rozliczający ujemne saldo i wypłacający wsparcie wytwórcom musi mieć możliwość weryfikacji pobranej i oddanej do sieci energii elektrycznej („energii czarnej") w ujęciu dobowym w celu należytego stosowania art. 92 ust. 14 ustawy oze i prawidłowego obliczenia kwoty do wypłaty z tytułu ujemnego salda. Nadmienić należy, że rozliczalność energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn będący częścią instalacji oze lub hybrydowej instalacji oze ma znaczenie tylko w zakresie instalacji objętych wsparciem na podstawie ustawy oze. Mając na uwadze zidentyfikowane pro-	W projekcie UC99 nadano nowe brzmienie art. 45 ust. 8 uOZE w celu dopuszczenia poboru energii elektrycznej z sieci do magazynu energii w hybrydowej instalacji OZE.

			blemy w tym zakresie, Zarządca Rozliczeń S.A. zaproponował wprowadzenie do ustawy ust. 9 i ust. 10 w art. 45.	
376.	Art. 1 pkt. 41 lit. a projektu ustawy (art. 47 ustawy OZE)	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	Projektowana zmiana w art. 47 utrzymuje odniesienie możliwości uiszczania opłaty zastępczej do historycznej wartości świadectw pochodzenia – zgodnie z treścią projektowanego przepisu uiszczenie opłaty zastępczej jest możliwe, gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych wynikająca ze świadectw pochodzenia będzie, w dacie przedstawienia Prezesowi URE tych świadectw do umorzenia, wyższa od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej. Forum postuluje przywrócenie rozwiązania, w którym wartość opłaty zastępczej na dany rok była wyznaczana administracyjnie przez Prezesa URE przy uwzględnieniu aktualnej sytuacji rynkowej. Zmiana brzmienia art. 47: *1. Prezes URE ustala jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozjo i Ozjb, o których mowa w art. 56, na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, z roku poprzedzającego rok ustalenia jednostkowych opłat zastępczych, biorąc pod uwagę:* *1) ilość energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego oraz z innych niż biogaz rolniczy odnawialnych źródeł energii w danym roku;* *2) różnicę między kosztami wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym;* *3) poziom cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.*	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.

			2. Prezes URE ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozjo i Ozjb, o których mowa w ust. 1, do dnia 31 maja każdego roku, obowiązujące w roku następnym.	
377.	Art. 1 pkt. 41 lit. a projektu ustawy (art. 47 ust. 2 ustawy OZE)	RWE	Skreślić art. 1 pkt 41. Przedstawione w projekcie rozwiązanie stanowiłoby istotną zmianę w funkcjonowaniu rynku świadectw pochodzenia (zielonych certyfikatów), negatywnie wpływając na sytuację inwestorów którzy podjęli się inwestycji w źródła OZE w ramach tego systemu wsparcia. Zaproponowane w projekcie rozwiązanie doprowadzi do spadku wartości świadectw pochodzenia, zwłaszcza w długoterminowej perspektywie. Dodatkowo, istnieje wysoko prawdopodobne ryzyko, że zmiany te będą mieć negatywne i dziś trudne do zwymiarowania konsekwencje w połączeniu z redukcją poziomu obowiązku skutkującą zmniejszonym popytem na świadectwa, co może doprowadzić do załamania się rynku. Już dziś obserwować można wahania na rynku spot który jest wysoko reaktywny w odniesieniu do nawet potencjalnych działań projektodawcy. Dodatkowo, historyczne doświadczenia wskazują że interwencje w podstawy funkcjonowania systemu zawsze skutkowały destabilizacją i naruszały zaufanie rynku do stabilności otoczenia regulacyjnego dla podejmowanych inwestycji.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.
378.	Art. 1 pkt. 41 lit. a projektu ustawy	Energia S.A.	a) ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, jest obowiązany do wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, w przypadku gdy	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.

	(art. 47 ust. 2 ustawy OZE)		miesięczna cena średnioważona praw majątkowych, o której mowa w ust. 3 pkt 1, wynikająca ze świadectw pochodzenia będzie, w **miesiącu jej publikacji** ~~dacie przedstawienia Prezesowi URE tych świadectw do umorzenia~~, niższa od obowiązując**ych** w t**ym** sam**ym miesiącu** ~~dacie~~ rocznej ceny średnioważonej, o której mowa w ust. 3 pkt 2 **oraz wartości jednostkowej opłaty zastępczej określonej w art. 56**.”, Proponuje się zastąpienie w ust. 2 odniesienia do daty przedstawienia Prezesowi URE świadectw do umorzenia na odniesienie do miesiąca publikacji miesięcznej ceny średnioważonej praw majątkowych oraz rozszerzenie warunku konieczności wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, również gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej. Zapis ust. 2 z projektu ustawy jest nieprecyzyjny i może sugerować, że brak konieczności wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1 może nastąpić jedynie w przypadku odpowiedniej korelacji cen średnioważonych praw majątkowych oraz gdy podmiot przedstawia do umorzenia świadectwa, tj. wykonuje obowiązek określony w art. 52 ust. 1 pkt 1. Zaproponowana w uwadze zmiana usuwa niejasności i określa możliwość wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 2 (brak konieczności wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1) w miesiącu publikacji miesięcznej ceny średnioważonej praw majątkowych i odpowiedniej jej wartości.	

			Druga zmiana, która warunkuje konieczność wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, również gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej, wynika z faktu że teoretycznie roczna cena średnioważona praw majątkowych może wzrosnąć powyżej wartości jednostkowej opłaty zastępczej i podmiot obowiązany nie będzie mógł spełnić obowiązku poprzez uiszczenie opłaty zastępczej nawet w przypadku gdy ceny świadectw będą dużo wyższe od wartości jednostkowej opłaty zastępczej. 2. Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, jest obowiązany do wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, w przypadku, gdy którakolwiek z średnioważonych cen praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia w roku kalendarzowym którego dotyczy obowiązek będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej określonej w art. 56 dla roku kalendarzowego którego dotyczy obowiązek. Alternatywnie w przypadku gdyby uwaga nr 4 (powyżej) nie mogła zostać uwzględniona proponujemy inny sposób modyfikacji przyjętego obowiązku. Zaproponowany zapis z projektu (nie wprost) sugeruje rozliczanie wolumenu obowiązku w miesięcznych okresach rozliczeniowych w celu spełnienia ustawowej przesłanki do zapłaty opłaty zastępczej lub umorzenia świadectw pochodzenia. Miesięczne rozliczanie obowiązku spowoduje	

			niepotrzebne skomplikowanie procesu po stronie podmiotów obowiązanych oraz po stronie Prezesa URE. W zakresie sprzedaży do Odbiorców końcowych w grupach taryfowych C1x rozliczenie i pozyskiwanie danych pomiarowych realizowane jest w okresach miesięcznych, dwu i trzech miesięcznych a nawet półrocznych. Okresy rozliczeniowe (i dane pomiarowe udostępniane a przez OSD) często zaczynają się i kończą w różnych (dowolnych) dniach miesiąca kalendarzowego, zatem będąc danymi z odczytu stanów liczydeł na zakończenie okresu rozliczeniowego nie pozwalają wyznaczyć miesięcznych wolumenów energii będącej podstawą wypełnienia obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 Ustawy. Ustawa słusznie przewiduje roczny okres rozliczenia obowiązku, który należy wypełnić do końca czerwca roku następującego po roku do którego obowiązek dotyczy. Wszystkie przesłanki do sposobu rozliczenia obowiązku powinny zatem odnosić się wyłącznie do roku, którego obowiązek dotyczy.	
379.	Art. 1 pkt. 41 lit. a projektu ustawy (art. 47 ust. 2 ustawy OZE)	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu	Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, jest obowiązany do wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, w przypadku, gdy którakolwiek z średnioważonych cen praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia w roku kalendarzowym którego dotyczy obowiązek będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej określonej w art. 56 dla roku kalendarzowego którego dotyczy obowiązek.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.

			Zaproponowany zapis z projektu (nie wprost) sugeruje rozliczanie wolumenu obowiązku w miesięcznych okresach rozliczeniowych w celu spełnienia ustawowej przesłanki do zapłaty opłaty zastępczej lub umorzenia świadectw pochodzenia. Miesięczne rozliczanie obowiązku spowoduje niepotrzebne skomplikowanie procesu po stronie podmiotów obowiązanych oraz po stronie Prezesa URE. W zakresie sprzedaży do Odbiorców końcowych w grupach taryfowych C1x rozliczenie i pozyskiwanie danych pomiarowych realizowane jest w okresach miesięcznych, dwu i trzech miesięcznych a nawet półrocznych. Okresy rozliczeniowe (i dane pomiarowe udostępniane a przez OSD) często zaczynają się i kończą w różnych (dowolnych) dniach miesiąca kalendarzowego, zatem będąc danymi z odczytu stanów liczydeł na zakończenie okresu rozliczeniowego nie pozwalają wyznaczyć miesięcznych wolumenów energii będącej podstawą wypełnienia obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 Ustawy. Ustawa słusznie przewiduje roczny okres rozliczenia obowiązku, który należy wypełnić do końca czerwca roku następującego po roku do którego obowiązek dotyczy. Wszystkie przesłanki do sposobu rozliczenia obowiązku powinny zatem odnosić się wyłącznie do roku, którego obowiązek dotyczy.	
380.	Art. 1 pkt. 41 lit. a	SEO	Zasadniczą zmianą przewidzianą w Projekcie w obszarze systemu zielonych certyfikatów jest modyfikacja art. 47 ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (dalej: „Ustawa	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.

	projektu ustawy (art. 47 ust. 2 ustawy OZE)		OZE") oraz uchylenie art. 47 ust. 7. Ma ona na celu odblokowanie możliwości uiszczania opłaty zastępczej przez podmioty zobowiązane do umarzania zielonych certyfikatów pod warunkiem, że w dacie przedstawienia Prezesowi URE świadectw do umorzenia miesięczna cena średnioważona praw majątkowych nie będzie niższa od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej. Biorąc pod uwagę, że sposób obliczania opłaty zastępczej nie ulega modyfikacji w ramach Projektu, a więc opłata ta w danym roku stanowi 125 % średnioważonej ceny rocznej uwzględniającej transakcje z poprzedniego roku kalendarzowego, w ocenie Stowarzyszenia projektowany mechanizm przyczyni się do ograniczenia wahań cen zielonych certyfikatów na rynku i obserwowanych w ostatnim okresie jej znaczących wzrostów. Jednocześnie mechanizm, zgodnie z którym opłaty zastępczej nie można uiszczać w przypadku, gdy cena miesięczna jest niższa od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej, pozwoli na ograniczenie silnych spadków cen tych instrumentów wsparcia w perspektywie krótkoterminowej. Stoimy na stanowisku, że projektowany mechanizm ma szansę przyczynić się do stabilizacji i utrzymania cen na akceptowalnych poziomach zarówno dla wytwórców, jak i podmiotów zobowiązanych. Powyższe będzie jednak możliwe jedynie wówczas, gdy rynek będzie odpowiednio zbilansowany w zakresie podaży i popytu zielonych certyfikatów.	Jednocześnie informuje się, że projektodawca w zakresie zmian dot. gwarancji pochodzenia, zrezygnował z obligatoryjnego umarzania gwarancji pochodzenia w stosunku do podmiotów będących stronami umowy PPA.

			Kluczowym mechanizmem służącym do regulowania tych parametrów pozostaje określanie poziomu obowiązku umarzania zielonych certyfikatów. Kształtując go należy brać pod uwagę między innymi bieżące i prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną, moce wytwórcze funkcjonujące w ramach tego systemu w kolejnych latach oraz dane dotyczące bieżącej i prognozowanej produktywności poszczególnych technologii wytwórczych. Z uwagi na aktualną strukturę mocy zainstalowanej w podziale na poszczególne technologie, najistotniejszym parametrem determinującym podaż tych instrumentów pozostaje wietrzność. Analiza przywołanych, kluczowych z perspektywy rynku zielonych certyfikatów czynników, pozwala na odpowiednie zaprojektowanie poziomu obowiązku umarzania tak, by z jednej strony uniknąć nadmiernej nadwyżki tych instrumentów na rynku, z drugiej zaś ich nadmiernego niedoboru, co w sposób bezpośredni przekłada się na niekorzystne silne wahania cen. W ocenie Stowarzyszenia do wystąpienia począwszy od sierpnia 2021 r. wysokich notowań zielonych certyfikatów w dużej mierze przyczyniła się bardzo niska wietrzność w I kwartale tego samego roku (r/r dynamika wyniosła 30 %), która przełożyła się na niską podaż tych instrumentów na rynku w kolejnych kwartałach. Jednocześnie rok 2021 cechował się zwiększonym zapotrzebowaniem na energię elektryczną (r/r dynamika 5,36 %), stanowiącym bazę popytową dla rynku świadectw pochodzenia. Powyższe zjawiska należy ocenić jako przejściowe, a	

			co za tym idzie również obserwowane silne wzrosty cen mają charakter incydentalny. W ostatnim kwartale 2021 r., jak również w pierwszych miesiącach 2022 r. produktywność elektrowni wiatrowych gwałtownie wzrosła (r/r dynamika dla m-cy styczeń oraz luty w 2022 r. wyniosła aż 119 %). Mając na uwadze specyfikę rynku zielonych certyfikatów oraz fakt, że świadectwa pochodzenia wydawane są zazwyczaj z kilkumiesięcznym opóźnieniem w stosunku do wytworzenia określonego wolumenu energii, ceny zielonych certyfikatów w nadchodzących miesiącach będą spadać. Omawiany trend możemy obserwować już teraz – w dniu 10 marca 2022 r. indeks TGEozea wyniósł 206,86 PLN/MWh, podczas gdy w dniu 18 stycznia było to 263,03 PLN/MWh. Jednocześnie pogląd wyrażany w uzasadnieniach do kolejnych wersji rozporządzenia określającego poziom obowiązku umarzania zielonych certyfikatów, zgodnie z którym znaczące obniżenie poziomu obowiązku umarzania jest odpowiedzią na wychodzenie instalacji z systemu w związku z zakończeniem przysługującego im 15-letniego okresu wsparcia, nie ma oparcia w faktach. Jak wynika z danych Urzędu Regulacji Energetyki, skala tego zjawiska w najbliższych latach będzie nieznaczna, a w 2023 roku może ono ograniczyć podaż zielonych certyfikatów o ok. 1,5 TWh – stanowi to w przybliżeniu 7,5 % całej szacowanej na ok. 20 TWh rocznej podaży na tym rynku, zaś obserwowane wahania poziomów wietrzności znacząco ograniczają możliwość uwidocznienia tego trendu w ogólnym bilansie.	

			W ocenie Stowarzyszenia, jednoczesne umożliwienie uiszczania opłaty zastępczej i znaczące obniżenie poziomu obowiązku umarzania zielonych certyfikatów spowoduje silne rozchwianie tego rynku i trudne do przewidzenia konsekwencje dla uczestników rynku hurtowego energii. Powyższe przyczyni się do ponownej destabilizacji rynku świadectw pochodzenia i odbije na kondycji finansowej podmiotów w nim uczestniczących. Jednocześnie podkreślenia wymaga, że zmiany te nie znajdą istotnego przełożenia na ceny energii elektrycznej u odbiorców końcowych. Odnosząc się do kosztów po stronie odbiorców przemysłowych należy zaznaczyć, że podmioty te dysponują narzędziami służącymi do ograniczania kosztów związanych z wykorzystywaną przez siebie energią elektryczną. *Ustawa z dnia 9 lutego 2022 r. o zmianie ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych* wprowadziła nowe ramy funkcjonowania systemu rekompensat dla tego typu przedsiębiorstw, w ramach których maksymalny limit środków przeznaczony na wypłaty rekompensat w latach 2022-2031 ma wynieść ponad 45 mld zł. Podkreślić należy, że ograniczenie obrotu gwarancjami pochodzenia i obligatoryjne przekazywanie oraz umarzanie tych instrumentów może znacząco utrudnić możliwość pozyskania tych instrumentów na potrzeby spełnienia przywołanych kryteriów przyznania wsparcia. Dodatkowo, odnosząc się do kwestii dostępności gwarancji pochodzenia, konieczne w ocenie Stowarzyszenia jest umożliwienie dalszego rozwoju sektora energetyki wiatrowej na lądzie poprzez dokończenie procesu zmian w *Usta-*	

			wie z dnia 20 maja o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (dalej: „Ustawa o inwestycjach") w zakresie liberalizacji kryterium odległościowego. Podkreślić należy, że sektor ten dysponuje największym potencjałem w zakresie możliwości zapewnienia dostaw zielonej energii, po akceptowalnych cenach. Jednocześnie w związku z brakiem możliwości rozwijania nowych projektów wiatrowych spowodowanym ograniczeniami lokalizacyjnymi wynikającymi z *Ustawy z dnia 20 maja o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych*, na rynku pozostaje jednak coraz mniej dostępnych projektów. Co więcej, ze względu na obowiązywanie przywołanych ograniczeń lokalizacyjnych spodziewać należy się powstania wieloletniej luki w zakresie dostępności projektów elektrowni wiatrowych znajdujących się w fazie rozwoju. Mając na uwadze występującą w Polsce rozproszoną zabudowę oraz świadomość, że cykl przygotowania projektów do fazy gotowej do realizacji wynosi w przybliżeniu 5 - 6 lat, to właśnie tyle wyniósłby potencjalny przestój, który powstanie w przypadku alokacji istniejących projektów w ramach wolumenów aukcji przeprowadzanych w najbliższych latach. Mając na uwadze powyższe postulujemy, by ingerencja w system zielonych certyfikatów na tym etapie ograniczyła się do odblokowania możliwości uiszczania opłaty zastępczej zgodnie z Projektem, a ewentualne decyzje dotyczące obniżenia poziomu obowiązku świadectw pochodzenia były podejmowane po przeprowadzeniu analizy wpływu funkcjonowania tego mechanizmu na ogólny bilans zielonych certyfikatów oraz kształtowania się poziomów cen tych instrumentów.	

			Jednocześnie w ocenie Stowarzyszenia znaczące obniżenie poziomu obowiązku umarzania zielonych certyfikatów na tym etapie stanowiłoby opóźnioną reakcję na przejściowe zjawiska, które już nie występują i jako nieadekwatne doprowadziłoby do destabilizacji rynku świadectw pochodzenia.	
381.	Art. 1 pkt. 41 lit. a projektu ustawy (art. 47 ust. 2 ustawy OZE)	TOE	Art. 1 pkt 41) w art. 47: a) ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, jest obowiązany do wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, w przypadku gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych, o której mowa w ust. 3 pkt 1, wynikająca ze świadectw pochodzenia będzie, w dacie przedstawienia Prezesowi URE tych świadectw do umorzenia, niższa od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej, o której mowa w ust. 3 pkt 2.”, **„2a. Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, ma możliwość wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 2, w przypadku gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych, o której mowa w ust. 3 pkt 1, wynikająca ze świadectw pochodzenia będzie wyższa, w dacie uiszczania opłaty zastępczej, o której mowa w art. 68 pkt 2, od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej, o której mowa w ust. 3 pkt 2.”,** b) uchyla się ust. 7, **c) w ust. 8 uchyla się pkt 3;** Uzasadnienie: Naszym zdaniem zapis może budzić wątpliwości interpretacyjne, które należy rozstrzygnąć. Dotyczą one na sformułowania „w dacie przedstawienia Prezesowi URE tych świadectw do umorzenia” oraz	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.

			kontekstu realizacji obowiązku przez umorzenie praw majątkowych. Naszym zdaniem warto dodać, pkt 2a, który uszczegółowi zapisy w zakresie możliwości skorzystania z alternatywnej formy realizacji obowiązku, czyli przez uiszczenie opłaty zastępczej. Zapis ten jasno wskazuje na możliwość spełnienia obowiązku przez uiszczenie opłaty zastępczej, kiedy średnia cena miesięczna będzie wyższa od średniej ceny rocznej. Warunek „wyzwalający" będzie badany w dacie przelania środków równej Opłacie Zastępczej (OZ) na rachunki NFOŚiGW.	
382.	Art. 1 pkt. 41 lit. a projektu ustawy (art. 47 ust. 2 ustawy OZE)	TOE	„2. Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, jest obowiązany do wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, w przypadku gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych, o której mowa w ust. 3 pkt 1, wynikająca ze świadectw pochodzenia będzie, w **miesiącu jej publikacji** ~~dacie przedstawienia Prezesowi URE tych świadectw do umorzenia,~~ niższa od obowiązują**cych** w t**ym** sam**ym miesiącu** ~~dacie~~ rocznej ceny średnioważonej, o której mowa w ust. 3 pkt 2 **oraz wartości jednostkowej opłaty zastępczej określonej w art. 56**." Uzasadnienie: Alternatywnie do wiersza 9 proponuje się zastąpienie w ust. 2 odniesienia do daty przedstawienia Prezesowi URE świadectw do umorzenia na odniesienie do miesiąca publikacji miesięcznej ceny średnioważonej praw majątkowych oraz rozszerzenie warunku konieczności wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, również, gdy miesięczna cena	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.

			średnioważona praw majątkowych będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej. Zapis ust. 2 projektu ustawy jest nieprecyzyjny i może sugerować, że brak konieczności wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1 może nastąpić jedynie w przypadku odpowiedniej korelacji cen średnioważonych praw majątkowych oraz gdy podmiot przedstawia do umorzenia świadectwa, tj. wykonuje obowiązek określony w art. 52 ust. 1 pkt 1. Zaproponowana w uwadze zmiana usuwa niejasności i określa możliwość wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 2 (brak konieczności wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1) w miesiącu publikacji miesięcznej ceny średnioważonej praw majątkowych i odpowiedniej jej wartości. Druga zmiana, która warunkuje konieczność wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, również gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej, wynika z faktu że teoretycznie roczna cena średnioważona praw majątkowych może wzrosnąć powyżej wartości jednostkowej opłaty zastępczej i podmiot obowiązany nie będzie mógł spełnić obowiązku poprzez uiszczenie opłaty zastępczej nawet w przypadku gdy ceny świadectw będą dużo wyższe od wartości jednostkowej opłaty zastępczej.	
383.	Art. 1 pkt. 41 lit. a projektu ustawy (art. 47 ust. 2	TOE	Zmiana będzie dobra dla uczestników rynku i nie zgłaszamy do niej uwag, jednak, aby w pełni zadziałała **wnioskujemy również o doprecyzowanie art. 56 pkt 1 nie objętego zmianami w ramach Projektu.** **Uzasadnienie:**	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.

	ustawy OZE)		Modyfikacja wyłącznie art. 47 ust. 2 nie wyeliminuje zjawiska nadwsparcia dla źródeł OZE objętych systemem „zielonych certyfikatów". Podmioty zobowiązane podejmują decyzję o sposobie realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 52 kierując się nie tylko powodami legislacyjnymi, ale przede wszystkim ekonomicznymi – opłacalnością uiszczenia opłaty zastępczej, względem zakupu i morzenia PMOZE_A. Tymczasem, obecna definicja opłaty zastępczej znajdująca się w art. 56 pkt 1 Ustawy o OZE brzmi następująco: ***Ozjo*** *- jednostkową opłatę zastępczą wynoszącą w danym roku kalendarzowym 125% rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia innych niż wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4, publikowanej zgodnie z art. 47 ust. 3 pkt 2, jednak nie więcej niż 300,03 złotych za 1 MWh,* W związku z powyższym wnioskujemy również o doprecyzowanie art. 56 pkt 1 nie objętego zmianami w ramach projektu (o czym poniżej).	
384.	Art. 1 pkt. 41 lit. a projektu ustawy (art. 47 ust. 2 ustawy OZE)	PSEW	*Skreślić art. 1 pkt 41* Uzasadnienie: Oponujemy przeciwko zmianom zasad wnoszenia opłaty zastępczej i zwiększaniu prawdopodobieństwa wzrostu wolumenu obowiązku, który będzie płacony opłatą zastępczą a nie nabyciem praw majątkowych w celu umorzenia. Realna realizacja obowiązku powinna być regułą, tak jak ma to miejsce również w przypadku świadectw efektywności. Wprowadzenie	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.

			przedmiotowego rozwiązania spowoduje, że sumarycznie nadpodaż PMOZE_A na rynku wzrośnie, skutkując zaburzeniem realizacji kontraktów i sprzedaż przez wytwórców OZE. Ministerstwo Klimatu i Środowiska posiada i korzysta z narzędzia interwencji w postaci możliwości ustalenia poziomu obowiązku na dany rok (plany obniżki poziomu obowiązku na 2023 rok). Ten mechanizm jest wystarczający do reagowania na sytuację rynkową. Wprowadzenie dodatkowo proponowanego rozwiązania może spowodować powrót do stanu z roku 2017, a w ostateczności potrzebna będzie kolejna interwencja na rynku i nowelizacja przepisów. Szczegółowe uzasadnienie zawarto w piśmie przewodnim.	
385.	Art. 1 pkt. 41 lit. a projektu ustawy (art. 47 ust. 2 ustawy OZE)	SPEO	Do weryfikacji, czy wszyscy rozumieją podobnie ten artykuł, tzn że opłatę zastępczą można uiścić (na potrzeby realizacji obowiązku) jedynie w miesiącu marcu (data wykonania obowiązku) i wyłącznie wtedy gdy cena marcowa średnioważona praw majątkowych jest większa niż aktualnie obowiązująca roczna cena średnioważona PM OZE.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.
386.	Art. 1 pkt. 41 lit. a projektu ustawy (art. 47 ust. 2 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A.	41) w art. 47: a) ust. 2 otrzymuje brzmienie: 2. Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, jest obowiązany do wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, w przypadku gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych, o której mowa w ust. 3 pkt 1, wynikająca ze świadectw pochodzenia będzie, w dacie przedstawienia Prezesowi URE tych świadectw do umorzenia, niższa od obowiązującej	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.

			w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej, o której mowa w ust. 3 pkt 2., 2a. Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, ma możliwość wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 2, w przypadku gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych, o której mowa w ust. 3 pkt 1, wynikająca ze świadectw pochodzenia będzie wyższa, w dacie uiszczania opłaty zastępczej o której mowa w art.. 68 pkt 2, od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej, o której mowa w ust. 3 pkt 2., b) uchyla się ust. 7, c) w ust. 8 uchyla się pkt 3; Uzasadnienie: Likwidacja „pętli cenowej”, to duży krok w kierunku zniesienia ryzyka niewykonania obowiązku przez podmioty zobowiązane. Brak wypełnienia obowiązku groził karą do 15% przychodów i generował istotne ryzyko (w szczególności dla dużych podmiotów) w obliczu dynamicznie malejącej podaży Zielonych Certyfikatów (ZC). Mimo iż, przedstawiona przez Ministerstwo propozycja jest kierunkowo właściwa, to naszym zdaniem rodzi pewne wątpliwości interpretacyjne. Zgodnie z poprawką, Intencją Ustawodawcy jest, aby podmioty zobowiązane będą miały możliwość, porównania średniej miesięcznej ceny rynkowej, do obowiązującej średniej ceny rocznej (w chwili obecnej jest to: 191,89 zł/MWh). W przypadku, kiedy miesięczna cena będzie wyższa od ceny rocznej, podmioty będą miały możliwość uiszczenia	

			OZ liczonej jako: 125% ceny rocznej tzn. 239,86 zł/MWh (dla roku 2022). Naszym zdaniem zapis może budzić wątpliwości interpretacyjne, które należy rozstrzygnąć. Polegają one na sformułowaniu „w dacie przedstawienia Prezesowi URE tych świadectw do umorzenia" oraz kontekście, który dotyczy realizacji obowiązku przez umorzenie praw majątkowych. Naszym zdaniem warto dodać, pkt 2a który temat organizuje, w zakresie możliwości skorzystania z alternatywnej formy realizacji obowiązku czyli przez uiszczenie opłaty zastępczej. Zapis ten jasno wskazuje, na możliwość spełnienia obowiązku przez uiszczenie opłaty zastępczej, kiedy średnia cena miesięczna będzie wyższa od średniej ceny rocznej. A warunek wyzwalający, będzie badany w dacie przelania pieniędzy równej Opłacie Zastępczej na rachunki NFOŚiGW.	
387.	Art. 1 pkt. 41 lit. a projektu ustawy (art. 47 ust. 2 ustawy OZE)	PIGEOR	Proponujemy usunięcie proponowanego, nowego przepisu w art. 47 ust. 2:<br ~~„2. Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, jest obowiązany do wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, w przypadku gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych, o której mowa w ust. 3 pkt 1, wynikająca ze świadectw pochodzenia będzie, w dacie przedstawienia Prezesowi URE tych świadectw do umorzenia, niższa od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej, o której mowa w ust. 3 pkt 2."~~ Uzasadnienie:	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.

			W uzasadnieniu projektu nowelizacji wskazuje się, że obecnie wskazane podmioty są więc zobligowane do umarzania świadectw pochodzenia, lecz nie mogą korzystać z opcji opłaty zastępczej, co w przypadku niedostatecznej podaży zielonych certyfikatów wpływa na wzrost ich wyceny. Powrót do możliwości uiszczania opłaty zastępczej może przyczynić się do drastycznych spadków cen praw majątkowych. W szczególności, że obecnie nadal utrzymuje się duża nadwyżka praw majątkowych na rynku.	
388.	Dodanie art. 52 ust. 2a Ustawy OZE	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii PIPC	Należy zwrócić uwagę, że obowiązek uzyskania i przedstawienia odpowiednich świadectw pochodzenia energii elektrycznej czy świadectw efektywności energetycznej (tzw. zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy o OZE nie rozróżniają energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii od tej wytworzonej w jednostce konwencjonalnej, przewidując po stronie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających i sprzedających energię elektryczną odbiorcom końcowym oraz odbiorców przemysłowych obowiązek uzyskania i przedstawienia świadectw pochodzenia. Podobnie przepisy obowiązują w zakresie tzw. białych certyfikatów regulowanych przez ustawę z dnia 20 maja 2016 roku o efektywności energetycznej. Ponadto, należy pamiętać, że sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu (podmiotowi, który nie dysponuje koncesją na wytwarzanie, dystrybucję, obrót lub przesyłanie energii) podlega akcyzie. Wszystkie powyżej wskazane obciążenia znajdują swoje odzwierciedlenie w produktach oferowanych przez	**Uwaga bezprzedmiotowa**

			wytwórców, czyniąc chociażby umowy PPA oparte m.in. na linii bezpośredniej znacznie mniej atrakcyjnymi. Podobne obciążenia mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej (zakładając, że energia elektryczna z OZE dostarczana linią bezpośrednią jest zwolniona z opłat dystrybucyjnych, opłaty OZE, CHP i mocowej). Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Dodanie art. 52 ust. 2a o treści: *Obowiązek, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy energii elektrycznej dostarczanej z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy Prawo energetyczne lub energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie* ***umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii,*** *dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120.*	
389.	Art. 1 pkt. 44 projektu ustawy	TOE	Ozjo - jednostkową opłatę zastępczą wynoszącą w danym roku kalendarzowym **105%** rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia innych niż wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.

	(art. 56 ust. 1 ustawy OZE)		wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4, publikowanej zgodnie z art. 47 ust. 3 pkt 2, jednak nie więcej niż 300,03 złotych za 1 MWh, Ozjb - jednostkową opłatę zastępczą wynoszącą w danym roku kalendarzowym **105%** rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4, publikowanej zgodnie z art. 47 ust. 3 pkt 2, jednak nie więcej niż 300,03 złotych za 1 MWh, Uzasadnienie: Proponujemy zmianę algorytmu liczenia wartości Ozjo i Ozjb. Aktualnie wartość OZ liczona jest jako 125% wartości średniej ceny rocznej. Taka duża dynamika wzrostu wartości OZ (25% rok do roku), naszym zdaniem jest nieuzasadniona. Zaprojektowany w ustawie współczynnik wzrostu OZ, był rozsądny w okresie, kiedy wartość zielonych certyfikatów (ZC) była bardzo niska i wynosiła ok. 40 zł/MWh. „Pętla cenowa" i brak działającej OZ jako alternatywnego mechanizmu realizacji obowiązku, spowodował dynamiczny wzrost cen ZC. Proponujemy zatem, zmianę wskaźnika przyrostu wartości Ozjo ze 125% do 105%. Podobne rozwiązanie znajduje się w ustawie o efektywności energetycznej, w której wartość Opłaty Zastępczej podnoszona jest o 5% rocznie. Taka metoda liczenia w połączeniu z możliwością realizacji obowiązku przez uiszczenie OZ oraz	

			wartość obowiązku pozwalającego na bilansowanie systemu ZC, wprowadzi stabilizację cen na rynku. Proponowana zmiana wskaźnika procentowego dotyczy również OZ dla świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego.	
390.	Art. 1 pkt. 44 projektu ustawy (art. 56 ustawy OZE)	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu Izba Energetyki Przemysło-wej i Odbiorców Energii	Konsekwencja proponowanej zmiany w art. 47. Zmiana brzmienia art. 56: *Opłatę zastępczą oblicza się według wzoru:* $Oz = Ozjo \times (Eo - Eu) + Ozjb \times (Eb - Es)$ *gdzie poszczególne symbole oznaczają:* *Oz - opłatę zastępczą wyrażoną w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh,* *Ozjo - jednostkową opłatę zastępczą, o której mowa w art. 47 ust. 1, wyrażoną w złotych za 1 MWh,* *Eo - ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia wydanych dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego przed dniem wejścia w życie rozdziału 4 oraz wydanych dla energii wytworzonej z innych niż biogaz rolniczy odnawialnych źródeł energii w danym roku,* *Eu - ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą ze świadectw pochodzenia wydanych dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego przed dniem wejścia w życie rozdziału 4 oraz wydanych dla energii wytworzonej z innych niż biogaz rolniczy odnawialnych źródeł energii, które obowiązany podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, przedstawił do umorzenia w danym roku,* *Ozjb - jednostkową opłatę zastępczą, o której mowa w art. 47 ust. 1, wyrażoną w złotych za 1 MWh,* *Eb - ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia energii*	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.

			elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego od dnia wejścia w życie rozdziału 4 oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego w danym roku, *Es - ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą ze świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego od dnia wejścia w życie rozdziału 4 oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, które obowiązany podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, przedstawił do umorzenia w danym roku.*	
391.	Art. 1 pkt. 44 projektu ustawy (art. 56 ust. 1 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A	Ozjo - jednostkową opłatę zastępczą wynoszącą w danym roku kalendarzowym 105% rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia innych niż wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4, publikowanej zgodnie z art. 47 ust. 3 pkt 2, jednak nie więcej niż 300,03 złotych za 1 MWh, Ozjb - jednostkową opłatę zastępczą wynoszącą w danym roku kalendarzowym 105% rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4, publikowanej zgodnie z art. 47 ust. 3 pkt 2, jednak nie więcej niż 300,03 złotych za 1 MWh, Uzasadnienie: Zmiana art. 56 ust 1. Proponujemy zmianę algorytmu liczenia wartości Ozjo i Ozjb. Aktualnie wartość Opłaty Zastępczej liczona jest jako 125% wartości średniej ceny rocznej.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.

			Zakładając, że ceny ZC utrzymają się na poziomie 220-240 zł/MWh, to w przyszłym roku OZ podniesie się o kolejne 50-60 zł/MWh, zbliżając się do poziomu 300 zł/MWh (gdzie maksymalna, wynikająca z ustawy OZE wartość to 300,03 zł/MWh). Taka duża dynamika wzrostu wartości OZ (25% rok do roku), naszym zdaniem jest nieuzasadniona. Zaprojektowany w ustawie współczynnik wzrostu OZ, był rozsądny w okresie, kiedy wartość ZC była bardzo niska i wynosiła ok 40 zł/MWh. Pętla cenowa i brak działającej OZ jako alternatywnego mechanizmu realizacji obowiązku, spowodował dynamiczny wzrost cen ZC. Aktualna podstawa do liczenia Ozjo wynosi ok. 200 pln/MWh, i powoduje roczny przyrost wartości OZ na poziomie 40-50 zł/MWh rocznie. Proponujemy zatem, zmianę wskaźnika przyrostu wartości Ozjo ze 125% do 105%. Podobne rozwiązanie znajduje się w ustawie o Efektywności energetycznej, w której wartość Opłaty Zastępczej podnoszona jest o 5% rocznie. Taka metoda liczenia w połączeniu z możliwością realizacji obowiązku przez uiszczenie Opłaty zastępczej oraz wartość obowiązku pozwalającego na bilansowanie systemu ZC, wprowadzi stabilizację cen na rynku. Zmniejszenie wskaźnika spowoduje zahamowanie dynamiki wzrostu i utrzymanie wartości Ozjo w przedziale: 230-250 zł/MWh, a więc na poziomie z 2022 (239,86 zł/MWh).	

			Proponowana zmiana wskaźnika procentowego dotyczy również OZ dla świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego.	
392.	Uchylenie art. 60a ust. 2-3 ustawy OZE	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** 46a) w art. 60a uchyla się ust. 2 – 3;” **Uzasadnienie:** W kontekście szerokiego zakresu obowiązków wprowadzanych w ramach regulacji UE dla biomasy, postulujemy, aby usunąć obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznej masie spalanej biomasy, o którym mowa w art. 60a ust. 2 uOZE, tj.: 85 % dla ISW, DISW i 10 % dla DISB. Taka zmiana w kontekście obowiązków wynikających z zaostrzania kryteriów KZR jest konieczna, aby dalsze wykorzystanie biomasy dla celów energetycznych było opłacalne ekonomicznie. Wysokie ceny biomasy pochodzenia rolniczego przy jednoczesnym utrzymaniu minimalnych udziałów wagowych są jedną z przyczyn braku zainteresowania wytwórców w inwestowanie w nowe źródła biomasowe. Analizy wymaga również kontekst rynkowy, ponieważ w sytuacji, gdy coraz większy wolumen biomasy pochodzenia rolniczego pochodzi z importu odpada argument wspierania krajowych upraw.	**Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy Przepisem art. 6 pkt 2 ustawy z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1383), dodano do ustawy OZE art. 184j i tym samym został zawieszony do 31 grudnia 2021 r. obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego, o którym mowa w art. 60a ust. 2 tej ustawy.
393.	Uchylenie art. 60a ust. 2-3 ustawy OZE	PGNIG TERMIKA	Dodanie art. 1 pkt 46a Projektu w brzmieniu: „**46a) w art. 60a uchyla się ust. 2 – 3;**”. Uzasadnienie: Mając na względzie szczegółowe kryteria zrównoważonego rozwoju (KZR) dla biomasy wprowadzone w dyrektywie REDII należy rozważyć usunięcie obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznej masie spalanej biomasy, o	**Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy Przepisem art. 6 pkt 2 ustawy z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1383), dodano do ustawy OZE art. 184j i tym samym został

			którym mowa w art. 60a ust. 2 ustawy o OZE. Taka zmiana w kontekście obowiązków wynikających z zaostrzania kryteriów KZR jest konieczna, aby dalsze wykorzystanie biomasy dla celów energetycznych było opłacalne ekonomicznie. Wysokie ceny biomasy pochodzenia rolniczego przy jednoczesnym utrzymaniu minimalnych udziałów wagowych są jedną z przyczyn braku zainteresowania wytwórców w inwestowanie w nowe źródła biomasowe.	zawieszony do 31 grudnia 2021 r. obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego, o którym mowa w art. 60a ust. 2 tej ustawy.
394.	Uchylenie art. 60a ust. 2-3 ustawy OZE	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	Propozycja zmiany przepisu „46a) w art. 60a uchyla się ust. 2 – 3;” W kontekście szerokiego zakresu obowiązków wprowadzanych w ramach regulacji UE dla biomasy, postulujemy, aby usunąć obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznej masie spalanej biomasy, o którym mowa w art. 60a ust. 2 uOZE, tj.: 85 % dla ISW, DISW i 10 % dla DISB. Taka zmiana w kontekście obowiązków wynikających z zaostrzania kryteriów KZR jest konieczna, aby dalsze wykorzystanie biomasy dla celów energetycznych było opłacalne ekonomicznie. Wysokie ceny biomasy pochodzenia rolniczego przy jednoczesnym utrzymaniu minimalnych udziałów wagowych są jedną z przyczyn braku zainteresowania wytwórców w inwestowanie w nowe źródła biomasowe. Analizy wymaga również kontekst rynkowy, ponieważ w sytuacji, gdy coraz większy wolumen biomasy pochodzenia rolniczego pochodzi z importu odpada argument wspierania krajowych upraw. Należy również wskazać, że biorąc pod uwagę cele postawione w ramach projektowanych dokumentów pakietu Fit for 55 dla	**Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy Przepisem art. 6 pkt 2 ustawy z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1383), dodano do ustawy OZE art. 184j i tym samym został zawieszony do 31 grudnia 2021 r. obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego, o którym mowa w art. 60a ust. 2 tej ustawy.

			systemów ciepłowniczych w zakresie m.in. przyrostu udziału ciepła z OZE w sektorze ciepłownictwa, biomasa jest jedną z nielicznych technologii OZE możliwych do zastosowania w systemach ciepłowniczych – zwłaszcza dużych. Pozostawienie wymogu zawartego w art. 60a ust. 2 ustawy OZE wpłynie istotnie na zmniejszenie możliwości realizacji celów określonych m.in. w dyrektywie RED III. Jednocześnie wnioskujemy o to, aby skutki uchylenia ust 2 i 3 wart 60a dotyczyły już rozliczenia za rok 2022. W piśmie skierowanym przez IGCP do Minstertwa Klimatu i Środowiska IGCP wskazało w argumentacji, że obecna sytuacja na rynku biomasy juz skutkuje niemożnością zrealizowania postanowień tego przepisu w obecnym brzmieniu. Odbije się to bardzo mocno na finansach producentów enrgii z biomasy. Jednocześnie konsekwencją postulowanej zmiany byłoby usunięcie projektowanego art. 83d ust. 2 pkt 2 w ustawie OZE, który obligo biomasy rolnej odnosi również do instalacji spalających biomasę, które będą korzystały z przedłużającego systemu aukcyjnego OZE dla istniejących jednostek.	
395.	Uchylenie art. 60a ust. 2-3 ustawy OZE	PGNIG	Uchylenie art. 60a ust. 2-3 Ustawy ~~*„2. Minimalny udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego, w łącznym udziale wagowym biomasy wynosi:*~~ ~~*1) 85% - dla instalacji spalania wielopaliwowego oraz dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 5 MW;*~~	**Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy Przepisem art. 6 pkt 2 ustawy z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1383), dodano do ustawy OZE art. 184j i tym samym został zawieszony do 31 grudnia 2021 r. obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego, o którym mowa w art. 60a ust. 2 tej ustawy.

			~~*2) 10% - dla dedykowanych instalacji spalania biomasy oraz układów hybrydowych o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 20 MW.*~~ ~~*2a. Minimalny udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego w łącznym udziale wagowym biomasy w zakresie, w jakim biomasa ta stanowi odpady lub pozostałości pochodzenia biologicznego z leśnictwa i związanych z leśnictwem działów przemysłu, spalanej w miejscu powstania tych odpadów lub pozostałości, dla:*~~ ~~*1) instalacji spalania wielopaliwowego oraz dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 5 MW,*~~ ~~*2) dedykowanych instalacji spalania biomasy oraz układów hybrydowych o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 20 MW*~~ ~~*- wynosi 0%.*~~ ~~*3. Minister właściwy do spraw klimatu może określić, w drodze rozporządzenia, w terminie do dnia 31 maja danego roku, wielkość udziału, o którym mowa w ust. 2, na kolejny rok kalendarzowy, niższą niż określona w tym przepisie, biorąc pod uwagę rodzaj podmiotu zobowiązanego, ilość wytwarzanej energii elektrycznej w instalacjach, zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych oraz dotychczasową wielkość udziału energii elektrycznej i paliw pozyskiwanych z odnawialnych źródeł energii w ogólnej ilości energii i paliw zużywanych w energetyce oraz transporcie."*~~ <u>Uzasadnienie:</u> Mając na względzie szczegółowe kryteria zrównoważonego rozwoju (KZR) dla biomasy wprowadzone w dyrektywie RED II, należy rozważyć usu-	

			nięcie obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznej masie spalanej biomasy, o którym mowa w art. 60a ust. 2 Ustawy. Taka zmiana w kontekście obowiązków wynikających z zaostrzania kryteriów KZR jest konieczna, aby dalsze wykorzystanie biomasy dla celów energetycznych było opłacalne ekonomicznie. Wysokie ceny biomasy pochodzenia rolniczego przy jednoczesnym utrzymaniu minimalnych udziałów wagowych są jedną z przyczyn braku zainteresowania wytwórców w inwestowanie w nowe źródła biomasowe.	
396.	Dodanie art. 60a ustawy OZE	SPEO	Propozycja zapisu: Art. 60a. 1. Wytwórcy energii elektrycznej lub ciepła, wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22, oraz inne paliwa, stosują urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające pomiar i rejestrację wytwarzanej ilości energii elektrycznej lub ciepła. 2. Minimalny udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego, w łącznym udziale wagowym biomasy wynosi: 1) 0% – dla instalacji spalania wielopaliwowego oraz dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 5 MW; 2) 0% – dla dedykowanych instalacji spalania biomasy oraz układów hybrydowych o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 20 MW” Alternatywnie wykreślenie art. 60a.	**Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy Przepisem art. 6 pkt 2 ustawy z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1383), dodano do ustawy OZE art. 184j i tym samym został zawieszony do 31 grudnia 2021 r. obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego, o którym mowa w art. 60a ust. 2 tej ustawy.

397.	Uchylenie art. 60a ust. 2-3	PGE	W kontekście szerokiego zakresu obowiązków wprowadzanych w ramach regulacji UE dla biomasy, postulujemy, aby usunąć obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznej masie spalanej biomasy, o którym mowa w art. 60a ust. 2, tj.: 85 % dla ISW, DISW i 10 % dla DISB. Taka zmiana w kontekście obowiązków wynikających z zaostrzania kryteriów KZR jest konieczna, aby dalsze wykorzystanie biomasy dla celów energetycznych było opłacalne ekonomicznie. Wysokie ceny biomasy pochodzenia rolniczego przy jednoczesnym utrzymaniu minimalnych udziałów wagowych są jedną z przyczyn braku zainteresowania wytwórców inwestowaniem w nowe źródła biomasowe. Analizy wymaga również kontekst rynkowy, ponieważ w sytuacji, gdy coraz większy wolumen biomasy agro pochodzi z importu, traci na znaczeniu argument wspierania krajowych upraw. Należy również wskazać, że biorąc pod uwagę cele postawione w ramach projektowanych dokumentów pakietu Fit for 55 dla systemów ciepłowniczych w zakresie m.in. przyrostu udziału ciepła z OZE w sektorze ciepłownictwa, biomasa jest jedną z nielicznych technologii OZE możliwych do zastosowania w systemach ciepłowniczych – zwłaszcza dużych. Pozostawienie wymogu zawartego w art. 60a ust. 2 wpłynie istotnie na zmniejszenie możliwości realizacji celów określonych m.in. w dyrektywie RED III. Jednocześnie, konsekwencją postulowanej zmiany byłoby usunięcie projektowanego art. 83d ust. 2 pkt 2, który obligo biomasy rolnej odnosi również do in-stalacji spalających biomasę, które będą korzystały z	**Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy Przepisem art. 6 pkt 2 ustawy z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1383), dodano do ustawy OZE art. 184j i tym samym został zawieszony do 31 grudnia 2021 r. obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego, o którym mowa w art. 60a ust. 2 tej ustawy.

			przedłużającego systemu aukcyjnego OZE dla istniejących jednostek.	
398.	Dodanie art. 60b Ustawa OZE	Tauron Polska Energia S.A.	Proponujemy wprowadzenie do ustawy OZE dodatkowego **art. 60b**. o następującej treści**:** ***Art. 60b.*** *W okresie od dnia 1 marca 2022 r. do dnia 31 grudnia 2023 r. minimalny udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego, w łącznym udziale wagowym biomasy o którym mowa w art. 60a ust. 2 pkt 2) wynosi 0%* Uzasadnienie: TAURON Wytwarzanie jako wytwórca energii elektrycznej, mając na uwadze zapisy art. 60a ust. 1 i 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii (z dnia 20 lutego 2015 r. z późniejszymi zmianami) **proponuje** wprowadzenie do ustawy OZE dodatkowego **art. 60b.** o następującej treści: ***Art. 60b.*** *W okresie od dnia 1 marca 2022 r. do dnia 31 grudnia 2023 r. minimalny udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego, w łącznym udziale wagowym biomasy o którym mowa w art. 60a ust. 2 pkt 2) wynosi* ***0%.*** W ostatnich latach krajowe zasoby biomasy pochodzenia rolniczego nie wystarczały do pokrycia zapotrzebowania wynikającego z zaproponowanych udziałów w ustawie o odnawialnych źródłach energii lub poszczególne rodzaje tej biomasy nie były dopuszczone przez producentów kotłów do spalania w znacznych ilościach ze względu na właściwości fizykochemiczne (duża ilość chloru). W ostatnich latach głównym kierunkiem dostaw biomasy do dedykowanych instalacji spalania biomasy w TAURON Wytwarzanie S.A. stały się kraje: Białoruś i Ukraina.	**Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy Przepisem art. 6 pkt 2 ustawy z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1383), dodano do ustawy OZE art. 184j i tym samym został zawieszony do 31 grudnia 2021 r. obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego, o którym mowa w art. 60a ust. 2 tej ustawy.

			W obecnej skomplikowanej sytuacji politycznej nie jest możliwe kontunuowanie dostaw biomasy z tych kierunków, co skutkuje brakiem biomasy pochodzenia rolniczego na rynku. Alternatywne, egzotyczne rodzaje biomasy agro, obarczone są istotnym ryzykiem niespełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju i na pewno będą generowały wysoki ślad węglowy podważający celowość wykorzystania ich jako odnawialnego źródła energii. Przy braku możliwości utrzymania udziałów biomasy pochodzenia rolniczego na określnym ustawowo poziomie koniecznym będzie wstrzymanie pracy dedykowanych instalacji spalania biomasy. Jednostki dedykowane na paliwo biomasowe nie mają ograniczeń w dostawach paliw węglowych i mogą stanowić dla krajowego systemu elektroenergetycznego niezależne od czynników atmosferycznych stabilne źródło wytwarzania energii elektrycznej z OZE, które powinno być podtrzymywane a nie ograniczone przez udział biomasy pochodzenia rolniczego.	
399.	Art. 1 pkt. 47 projektu ustawy (art. 61 ustawy OZE)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** „a) pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) wymagania dotyczące sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym pompach ciepła wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22, oraz inne paliwa,”, **Uzasadnienie:** „W obecnym porządku prawnym z obowiązku zakupu ciepła z OZE zwolnione są przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze systemu	**Uwaga nieprzyjęta** Obliczenia dotyczące energii OZE z pomp ciepła, które nie wnoszą o przyłączenie do sieci ciepłowniczej na podstawie art. 116 ustawy OZE nie mają uzasadnienia, ponieważ tylko przy żądaniu spełnienia obowiązku zakupu ciepła ze źródeł OZE zachodzi istotność tej kwestii. Pompa ciepła jest instalacją odnawialnego źródła energii, stąd nie istnieje potrzeba szczególnego zaznaczania pomp ciepła.

			ciepłowniczego, który jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy Prawo energetyczne. Przedstawione w Projekcie rozwiązanie ogranicza zakres zastosowania przedmiotowego wyłączenia jedynie do efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, o których mowa w punktach 1 i 2 wskazanego art., a zatem do systemów wykorzystujących co najmniej 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub 50% ciepło odpadowe. Tym samym wyłączenie nie ma zastosowania do systemów spełniających obecną definicję efektywnego systemu ciepłowniczego zasilanego chociażby kogeneracją, w tym wysokosprawną kogeneracją. Takie rozwiązanie nie wynika z dyrektywy RED II. Art. 24 ust. 6 RED II umożliwia wprowadzenie wyłączenia z obowiązku przyłączania do sieci ciepłowniczej dostawców energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego przez operatorów: i. efektywnych systemów ciepłowniczych; ii. efektywnych systemów ciepłowniczych wykorzystujących wysokosprawną kogenerację; iii. systemów ciepłowniczych, które na podstawie planu zatwierdzonego przez właściwy organ staną się efektywnymi systemami ciepłowniczymi i chłodniczymi do 31 grudnia 2025 r.; iv. systemów ciepłowniczych o całkowitej nominalnej mocy cieplnej poniżej 20 MW. Żadna ze wskazanych powyżej możliwości nie zawiera rozróżnienia co do sposobu spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego. Co więcej, zawarte w dyrektywie RED II rozwiązania	

			odnoszą się wprost do wysokosprawnej kogeneracji. Proponowane w Projekcie rozwiązanie jest zatem znacznie bardziej rygorystyczne niż możliwości wynikające wprost z dyrektywy RED II. W konsekwencji ogranicza ono istotnie możliwość zastosowania omawianego wyłączenia, co w konsekwencji wpływa negatywnie na przedsiębiorstwa energetyczne zaangażowane w rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych. Należy zwrócić uwagę, że zwolnienie z obowiązku zakupu ciepła z OZE jest jednym z kluczowych rozwiązań wspierających rozwój efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych ułatwiających proces ich transformacji i funkcjonowania. Mając powyższe na uwadze wiele przedsiębiorstw energetycznych podjęło już działania mające na celu osiągnięcie tego statusu również w oparciu o przepisy art. 7b ust. 4 pkt 3 i 4 ustawy Prawo energetyczne, kierując się przepisami dyrektywy RED II, która oczekiwała na implementację do prawodawstwa krajowego. Tymczasem w trakcie prowadzenia procesu inwestycyjnego zakres obowiązku, po przyjęciu przepisów w proponowanym brzmieniu, ulegnie istotnej zmianie, wpływając negatywnie na podjęte działania biznesowe. Podstawowe inwestycje zmierzające do transformacji polskiego sektora ciepłowniczego polegają na budowie jednostek wysokosprawnej kogeneracji gazowej. Rozbudowa mocy w jednostkach kogeneracji oraz zwiększenia wykorzystania energii elektrycznej oraz ciepła wysokosprawnej kogeneracji są jedynymi z celów zawartych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. Inwestycje w takie jednostki stanowią także	

			podstawę działań zmierzających do ograniczenia emisji dwutlenku węgla w dużych systemach ciepłowniczych. Warto zauważyć, że w ramach stanowisk do aktów z pakietu Fit for 55 Polska dąży do zapewnienia możliwości funkcjonowania i rozwoju wysokosprawnej kogeneracji gazowej (m.in. w ramach uwag do rewizji dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej). Wprowadzanie rozwiązań, które mogą w istotny sposób wpływać na warunki inwestycyjne i zachęty do inwestowanie w omawiany rodzaj jednostek nie jest spójne z dotychczasowymi działaniami i promowaną ścieżką rozwoju sektora. Wprowadzenie przedmiotowej zmiany może zniechęcić inwestorów do realizacji inwestycji w ramach procesu transformacji jednostek wytwórczych zasilających dany system ciepłowniczy, ze względu na brak pewności co do możliwości uzyskania zwrotu z inwestycji. Jednocześnie przedmiotowe rozwiązanie wprowadza różne zasady dla efektywnych energetycznie systemów energetycznie w zależności od sposobów spełniania przez nie kryteriów, które nie znajdują uzasadnienia w przepisach dyrektywy RED II. Takie rozwiązanie prowadzi do sytuacji nierównego traktowania podmiotów znajdujących się w takiej samej sytuacji. W związku z tym, że nie znajduje ono ani uzasadnienia ekonomicznego, ani nie wynika z prawa Unii Europejskiej, może ona stanowić przejaw nieuzasadnionej dyskryminacji wybranych systemów ciepłowniczych, zwłaszcza w kontekście zagwarantowania możliwości swobodnego wyboru ścieżki transformacji poszczególnych systemów ciepłowniczych, uwzględniających ich specyfikę i strukturę.	

			Mając na względzie dotychczasowe działania w kierunku transformacji sektora energetycznego, brzmienie art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II, prowadzone i planowane inwestycje w jednostki wysokosprawnej kogeneracji gazowej oraz zapewnienie równego traktowania podmiotów, wnosimy o zmianę projektowanego przepisu polegająca na wprowadzeniu przedmiotowego wyłączenia dla wszystkich efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, bez rozróżnienia na rodzaj źródeł ich zasilania. „	
400.	Art. 1 pkt. 47 projektu ustawy (art. 61 ustawy OZE)	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	Art. 1 pkt 47 (dotyczy art. 61 uOZE) a) pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) wymagania dotyczące sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22, oraz inne paliwa,”, a) pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) wymagania dotyczące sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym pompach ciepła wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22, oraz inne paliwa,”, Należy zwrócić uwagę, że metodologia podejścia do obliczania ciepła z OZE w pompach ciepła z projektowanego art. 116 ust. 1a-1b w zaproponowanym brzmieniu będzie znajdowała zastosowanie wyłącznie przy występowaniu	**Uwaga nieprzyjęta** Obliczenia dotyczące energii OZE z pomp ciepła, które nie wnoszą o przyłączenie do sieci ciepłowniczej na podstawie art. 116 ustawy OZE nie mają uzasadnienia, ponieważ tylko przy żądaniu spełnienia obowiązku zakupu ciepła ze źródeł OZE zachodzi istotność tej kwestii. Pompa ciepła jest instalacją odnawialnego źródła energii, stąd nie istnieje potrzeba szczególnego zaznaczania pomp ciepła.

			obowiązku zakupu ciepła przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą. Wydaje się jednak, że takie zawężenie metodologii nie znajduje uzasadnienia i powinna ona mieć charakter ogólny, do zastosowania również w obrębie sieci ciepłowniczych, gdzie obowiązek zakupu nie występuję czy po prostu w przypadku, gdy samo przedsiębiorstwo energetyczne obciążone ustawowym obowiązkiem zakupu planuje przyłączyć do sieci instalację OZE wykorzystującą pompę ciepła. W związku z tym, uzasadnione jest, aby metodologia podejścia do obliczania ciepła z OZE została zawarta również w rozporządzeniu wydawanym na podstawie art. 61, przy jednoczesnym uwzględnieniu postulatu rozszerzenia możliwości zaliczania ciepła z OZE o energię z otoczenia (ścieki) opisaną w pkt 2.	
401.	Art. 1 pkt. 47 projektu ustawy (art. 61 ustawy OZE)	PGE	a) pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) wymagania dotyczące sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii, **w tym pompach ciepła** wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22, oraz inne paliwa,”, Uzasadnienie: Należy zwrócić uwagę, że metodologia podejścia do obliczania ciepła z OZE w pompach ciepła z projektowanego art. 116 ust. 1a-1b w zaproponowanym brzmieniu będzie znajdowała zastosowanie wyłącznie przy występowaniu obowiązku zakupu ciepła przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci	**Uwaga nieprzyjęta** Obliczenia dotyczące energii OZE z pomp ciepła, które nie wnoszą o przyłączenie do sieci ciepłowniczej na podstawie art. 116 ustawy OZE nie mają uzasadnienia, ponieważ tylko przy żądaniu spełnienia obowiązku zakupu ciepła ze źródeł OZE zachodzi istotność tej kwestii. Pompa ciepła jest instalacją odnawialnego źródła energii, stąd nie istnieje potrzeba szczególnego zaznaczania pomp ciepła.

			ciepłowniczej obrotem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą. Wydaje się jednak, że takie zawężenie metodologii nie znajduje uzasadnienia i powinna ona mieć charakter ogólny, do zastosowania również w obrębie sieci ciepłowniczych, gdzie obowiązek zakupu nie występuję czy po prostu w przypadku, gdy samo przedsiębiorstwo energetyczne obciążone ustawowym obowiązkiem zakupu planuje przyłączyć do sieci instalację OZE wykorzystującą pompę ciepła. W związku z tym uzasadnione jest, aby metodologia podejścia do obliczania ciepła z OZE została zawarta również w rozporządzeniu wydawanym na podstawie art. 61, przy jednoczesnym uwzględnieniu postulatu rozszerzenia możliwości zaliczania ciepła z OZE o energię z otoczenia (ścieki).	
402.	Dodanie art. 61 pkt 5 i 6 ustawy OZE	PGNIG TERMIKA	Zmiana treści art. 1 pkt 47 Projektu polegająca na dodaniu punktów 5 i 6 w art. 61 ustawy o OZE: *„47) w art. 61:* *(...)* *c) w pkt 3 po wyrazach „w art. 70b ust. 8” dodaje się przecinek i dodaje się pkt 4* **- 6** *w brzmieniu:* *„4) sposób przeliczania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu na ilość energii wyrażoną w MWh energii elektrycznej* ***5) sposób obliczania wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach odnawialnego źródła energii, które wytwarzają ciepło w ramach źródeł składających się z wielu jednostek wytwarzających ciepło;*** ***6) sposób obliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci, o której mowa w art. 92 ust. 12 ustawy****”;”.* *Uzasadnienie:*	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga wykracza poza dyrektywę RED II.

			Dla zapewnienia większej transparentności i pewności funkcjonowania instalacji OZE oraz ich wsparcia, należy w ramach rozporządzenia wprowadzić szczegółowe zasady związane z obliczaniem wytworzonego ciepła w instalacjach OZE w źródłach składających się z wielu jednostek oraz proporcjonalnego sposobu obliczenia wolumenu energii elektrycznej w instalacjach OZE. W tym celu należy rozważyć dodanie możliwości określania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach OZE, które wytwarzają ciepło w ramach źródeł składających się z wielu jednostek wytwarzających ciepło, np. na wzór metody proporcjonalnej, o której mowa w art. 92 ust. 12 ustawy o OZE czy przepisów rozporządzenia Ministra Energii z dnia 23 września 2019 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania z systemu wsparcia oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Zasadne byłoby również dodanie szczegółowej delegacji ustawowej do określenia metody proporcjonalnej określania ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci, o której mowa w art. 92 ust. 12 ustawy OZE.	
403.	Dodanie art. 61 pkt 5 i 6 ustawy OZE	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** w pkt 3 po wyrazach „w art. 70b ust. 8” dodaje się przecinek i dodaje się pkt 4 w brzmieniu: 4) sposób przeliczania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu na ilość energii wyrażoną w MWh energii elektrycznej; 5) sposób obliczania wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach odnawialnego źródła energii, które wytwarzają ciepło w ramach źródeł składających się z wielu jednostek	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja wykracza poza dyrektywę RED II.

			wytwarzających ciepło ; 6) sposobu obliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci, o której mowa w art. 92 ust. 12 ustawy oraz wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach odnawialnego źródła energii:”. **Uzasadnienie:** Dla zapewnienia większej transparentności i pewności funkcjonowania instalacji OZE oraz ich wsparcia, należy w ramach rozporządzenia wprowadzić szczegółowe zasady związane z obliczania wytworzonego ciepła w instalacjach OZE w źródłach składających się z wielu jednostek oraz proporcjonalnego sposobu obliczenia wolumenu energii elektrycznej oraz ciepła w instalacjach OZE. W tym celu należy rozważyć dodanie możliwości określania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach OZE, które wytwarzają ciepło w ramach źródeł składających się z wielu jednostek wytwarzających ciepło, np. na wzór metody proporcjonalnej, o której mowa w art. 92 ust. 12 uOZE, czy przepisów rozporządzenia Ministra Energii z dnia 23 września 2019 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania z systemu wsparcia oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Zasadne byłoby również dodanie szczegółowej delegacji ustawowej do określenia metody proporcjonalnej określania ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci, o której mowa w art. 92 ust. 12 ustawy OZE, jak i ilości wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach OZE.	
404.	Dodanie art. 61	PGNIG	Dodanie pkt 5 i 6 do art. 61 Ustawy	**Uwaga nieprzyjęta**

	pkt 5 i 6 ustawy OZE		*„Art. 61. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia: (...)* ***„5) sposób obliczania wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach odnawialnego źródła energii, które wytwarzają ciepło w ramach źródeł składających się z wielu jednostek wytwarzających ciepło;*** ***6) sposób obliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci, o której mowa w art. 92 ust. 12 ustawy”*** <u>Uzasadnienie:</u> Dla zapewnienia większej transparentności i pewności funkcjonowania instalacji OZE oraz ich wsparcia, należy w ramach rozporządzenia wprowadzić szczegółowe zasady związane z obliczaniem wytworzonego ciepła w instalacjach OZE w źródłach składających się z wielu jednostek oraz proporcjonalnego sposobu obliczenia wolumenu energii elektrycznej w instalacjach OZE. W tym celu należy rozważyć dodanie możliwości określania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach OZE, które wytwarzają ciepło w ramach źródeł składających się z wielu jednostek wytwarzających ciepło, np. na wzór metody proporcjonalnej, o której mowa w art. 92 ust. 12 Ustawy czy przepisów rozporządzenia Ministra Energii z dnia 23 września 2019 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania z systemu wsparcia oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Zasadne byłoby również dodanie szczegółowej dele-	Uwaga wykracza poza zakres projektowanej regulacji oraz wdrażanych przepisów dyrektywy RED II.

			gacji ustawowej do określenia metody proporcjonalnej określania ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci, o której mowa w art. 92 ust. 12 Ustawy.	
405.	Art. 1 pkt. 48 projektu ustawy (art. 62 pkt 1 ustawy OZE)	SPEO	Do wykreślenia powtórzenie dot. biometanu.	**Uwaga przyjęta**
406.	Art. 1 pkt. 48 projektu ustawy (art. 62 ustawy OZE)	Polska Platforma LNG i bioLNG	Apelujemy o to, żeby rozporządzenia wskazane w tym artykule zostały wydane w tym samym czasie co wejście w życie nowelizacji ustawy OZE. Zwracamy uwagę, że bez wspomnianych tu rozporządzeń rynek biometanu nie będzie mógł funkcjonowac	**Uwaga wyjaśniona** Prace nad projektami ww. rozporządzeń wykonawczych do Ustawy trwają nadal z uwagi na wysoki poziom skomplikowania regulowanej materii oraz konieczność pozyskania i dokładnego przetworzenia danych. Projekty rozporządzeń zostaną udostępnione do uzgodnień, konsultacji publicznych i opiniowania zgodnie z obowiązującą procedurą legislacyjną.
407.	Art. 1 pkt. 48 projektu ustawy (art. 62 ustawy OZE)	GRUPA II	Następnie w Art. 62. Wprowadzono następujące zapisy: „*Art. 62. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia:* *1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biogazu lub biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu,* *2) miejsce dokonywania pomiarów ilości wytwarzanego biogazu lub biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu,* *3) sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu lub biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu na ilość energii wyrażoną w MWh*	**Uwaga wyjaśniona** Proponowane przepisy art. 62 zostaną przeredagowane i ograniczone jedynie do sytuacji niezbędnej, tj. umożliwienia wystawienia gwarancji pochodzenia przez wytwórców biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu wytworzonego i transportowanego środkami innymi niż sieci gazowe – na potrzeby uzyskania gwarancji pochodzenia.

			- biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego, dostępne technologie wytwarzania biogazu lub biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu oraz potrzebę ustalenia ich ilości."; Zaproponowane w Art. 62 rozporządzenia, nie wydają się być konieczna a są wręcz zbędne ponieważ istniejące akty prawne już regulują przedstawione zagadnienia. Po drugie jeśli takie rozporządzenia nie wejdą w życie łącznie z nowelizacją ustawy OZE, ich brak będzie kolejną przeszkodą w rozwoju rynku biometanu zwłaszcza biometanu, który ma być wtłaczany i dystrybuowany sieciami gazowymi ale również bioCNG i bioLNG. W związku z powyższym sugerujemy usunięcie Art. 62. Z propozycji zmian w ustawie. Branża biogazowa boryka się z zasadniczymi barierami prawno-administracyjnymi utrudniającymi jej funkcjonowanie i blokującymi rozwój (roczny przyrost mocy zainstalowanej biogazowni oscyluje w ostatnich latach wokół 10 [MW]). Trzeba pamiętać, że wytwórcy biometanu napotkają na identyczne i do tej pory nierozwiązane problemy, z tą różnicą, że ekonomiczne ryzyko prowadzenia takiej działalności może okazać się znacznie wyższe. Te kwestie nie zostały uwzględnione w projekcie nowelizacji, a nawet zostały nałożone nowe obowiązki na operatorów instalacji. Przedstawione powyżej, spostrzeżenia i uwagi w bardzo ogólny sposób przedstawiają nasze zaniepokojenie kształtem proponowanej nowelizacji. Obawiamy się, że proponowane rozwiązania nie przyczynią się do dynamicznego rozwoju rynku biometanu w Polsce ale wręcz mogą taki rozwój zablokować. Zważywszy na dążenie Unii Europejskiej do	

			znacznego zwiększenia wykorzystania biometanu z obecnych około 3 mld m3/rok do minimum 36 mld m3/rok w roku 2030. Działania te związane są z polityką klimatyczną oraz koniecznością dywersyfikacji dostaw paliw gazowych. Uważamy, że zmiany w Ustawie są niewystarczające by Polska mająca olbrzymi potencjał wytwórczy biogazu/biometanu ten potencjał wykorzystała.	
408.	Art. 1 pkt. 48 projektu ustawy (art. 62 ustawy OZE)	PIGEOR	Proponujemy usunąć art. 62 „Art. 62. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia: 1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biogazu lub biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu, 2) miejsce dokonywania pomiarów ilości wytwarzanego biogazu lub biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu, 3) sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu lub biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu na ilość energii wyrażoną w MWh - biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego, dostępne technologie wytwarzania biogazu lub biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu oraz potrzebę ustalenia ich ilości.”; Uzasadnienie: Wymagania w zakresie zatłaczania biometanu do sieci są określone w innych przepisach, przede wszystkim w Rozporządzeniu systemowym, jest to	**Uwaga wyjaśniona** Proponowane przepisy art. 62 zostaną przeredagowane i ograniczone jedynie do sytuacji niezbędnej, tj. umożliwienia wystawienia gwarancji pochodzenia przez wytwórców biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu wytworzonego i transportowanego środkami innymi niż sieci gazowe – na potrzeby uzyskania gwarancji pochodzenia.

			powielanie przepisów i ryzyko powstania niezgodności.	
409.	Art. 1 pkt 49 projektu ustawy (art. 62a ustawy OZE)	PGNIG	W art. 62a Ustawy przewidziano, że minister właściwy do spraw klimatu określi w drodze rozporządzenia istotne parametry odnoszące się do kształtowania rynku biometanu – tj. wymagania dotyczące pomiarów, miejsce ich dokonywania oraz sposobu przeliczania wytworzonego biogazu lub biogazu rolniczego. Zwracamy przy tym uwagę, że jeśli przyjęta zostanie podstawa prawna dla przyjęcia niniejszego rozporządzenia – to jego wprowadzenie byłoby niezbędne dla kształtowania rynku biometanu w Polsce. Jego brak i stan oczekiwania na przepisy wykonawcze stanowiłby wyzwanie szczególnie w obszarze biometanu, który ma być wtłaczany i dystrybuowany sieciami gazowymi.	**Uwaga wyjaśniona** Treść delegacji zawartej w art. 62 (a nie art. 62a jak wskazano w uwadze) po konsultacjach i opiniowaniu uległa zmianie. Wszelkie kwestie związane z wymaganiami dotyczącymi pomiarów, miejscem ich dokonywania oraz określaniem ilości biometanu, w przypadku biometanu wprowadzanego do sieci gazowych, nie będą przedmiotem regulacji ww. delegacji i będą określane jak dla paliw gazowych zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do tej ustawy.
410.	Art. 1 pkt 47, 48, 49 projektu ustawy (Art. 61, 62, 62a ustawy OZE)	PSE	**Nowe lub zmieniane rozporządzenia nie uwzględniają aktów wykonawczych, o których mowa w ustawie Prawo energetyczne** Proponowane rozporządzenia w zmienianych albo dodawanych do ustawy OZE art. 61, 62, 62a nie uwzględniają właściwie definicji z ustawy - Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych wydawanych na podstawie jej przepisów. Jest to szczególnie istotne w kontekście definicji, o której mowa w art. 3 pkt 70 ustawy Prawo energetyczne, tj. „systemu pomiarowego”, a także w art. 3 pkt 63 ustawy Prawo energetyczne, tj. „układu pomiarowo-rozliczeniowego”. Obecnie, szczegółowe regulacje dot. zagadnień pomiarowych znajdują się w rozporządzeniu systemowym, wydanym na podstawie art. 9 ust. 3	**Uwaga nieprzyjęta** Proponowane rozwiązanie polegające na odwołaniu się do treści innych rozporządzeń nie będzie zgodne z zasadami techniki prawodawczej i z dotychczasową praktyką.

			ustawy Prawo energetyczne. Ponadto trwa rządowy proces legislacyjny projektu rozporządzenia pomiarowego, docelowo wydanego na podstawie art. 11x ustawy Prawo energetyczne. Przedmiotem tego drugiego rozporządzenia mają być wszystkie zagadnienia pomiarowe w systemie elektroenergetycznym. W związku z powyższym proponuje się zmianę: W art. 1 pkt 47 po lit. c ustawy nowelizującej dodaje się lit. d): „d) w część wspólna otrzymuje brzmienie: - biorąc pod uwagę stan wiedzy technicznej, przepisy wydane na podstawie art. 9 ust. 3 i art. 11x ust. 2 ustawy Prawo energetyczne oraz potrzebę ustalenia ilości wytwarzanej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii.”; Zmiana ma na celu wprowadzenie obowiązku uwzględnienia rozwiązań zawartych w aktach wykonawczych dotyczących pomiarów energii elektrycznej oraz liczników energii, i wymagań względem nich. Pozwoli to stosować jednolite rozwiązania. Analogiczna propozycja zmiany dotyczy również aktów wykonawczych, które mają zostać wydane na podstawie art. 62 i art. 62a	
411.	Art. 1 pkt 53 (Art. 70a ust. 2 ustawy OZE)	PIGEOR	Proponujemy dodać nowy punkt: „7) biogaz na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu z biogazu” Uzasadnienie: Konieczne jest włączenie wsparcia instalacji biometanowych w ramach systemów FiT, FiP oraz	**Uwaga przyjęta częściowo** Zagadnienie będzie procedowane w ramach odrębnej inicjatywy legislacyjnej.

			aukcyjnego. Finansowanie w systemie wsparcia osiągania Narodowego Celu Wskaźnikowego, proponowane w projekcie nowelizacji ustawy o biokomponantach i biopaliwach nie jest dostosowane do specyfiki biogazowni, która wymaga wieloletniego, stabilnego i gwarantowanego przychodu – szersze uzasadnienie w uwagach ogólnych.	
412.	Art. 1 pkt. 53 ustawy OZE (Art. 70a ust. 2 pkt 1 ustawy OZE)	PIGEOR	Proponujemy dodać nowy punkt: „f) biogaz na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometan z biogazu;” Uzasadnienie: Konieczne jest włączenie wsparcia instalacji biometanowych w ramach systemów FiT, FiP oraz aukcyjnego. Finansowanie w systemie wsparcia osiągania Narodowego Celu Wskaźnikowego, proponowane w projekcie nowelizacji ustawy o biokomponantach i biopaliwach nie jest dostosowane do specyfiki biogazowni, która wymaga wieloletniego, stabilnego i gwarantowanego przychodu – szersze uzasadnienie w uwagach ogólnych.	**Uwaga przyjęta częściowo** Zagadnienie będzie procedowane w ramach odrębnej inicjatywy legislacyjnej.
413.	Art. 1 pkt. 54 ustawy OZE (Art. 70b ustawy OZE)	ZBP	Proponuje się instalacjom w Systemie Taryf FIP/FIT umożliwienie wdrożenie wysokosprawnej kogeneracji i przesyłu ciepła do odbiorcy, który zlokalizował i rozpoczął swoją działalność gospodarczą w pobliżu istniejącej instalacji OZE, a wcześniej go tam nie było. Takie sytuacje występują coraz częściej - małe i średnie firmy stawiają na lokalizacje swoich obiektów w pobliżu źródeł OZE w celu zasilania ich zieloną energią elektryczną i cieplną. Dodatkowo zmiana ta wprowadza dla instalacji, które okresowo będą miały problem ze spełnieniem wymogu wytwa-	**Uwaga nieprzyjęta** Trwają prace nad rozwiązaniami „Zielonego strumienia ciepła”. Propozycja poza zakresem RED II

			rzania energii elektrycznej w procesach wysokosprawnej kogeneracji, możliwość zadeklarowania instalacji, jako niespełniającej tego wymogu na kolejny rok kalendarzowy, a więc uniknięcie ubiegania się o nad wsparcie (do czego zmuszają je obecne przepisy). W art.70b ust.10, po pkt.2 proponuje się dodanie pkt.3 w brzmieniu: „3) zmiany rodzaju instalacji z instalacji wytwarzającej energię elektryczną, o której mowa odpowiednio w art.77ust.5 pkt. 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9 lub 10 do instalacji wytwarzającej energię elektryczną w procesach wysokosprawnej kogeneracji, o której mowa w art.77 ust.5 pkt. 1a, 2a, 3a,4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a, albo odwrotnie. Zmiana taka, dotycząca roku, w którym będzie miała zastosowanie, może być dokonana nie później jak do 30 listopada roku poprzedzającego.”	
414.	Art. 1 pkt. 54 ustawy OZE (Art. 70b ustawy OZE)	UPEBI, ISEE	W art. 70b ust. 10 po pkt 2 proponuje się dodać pkt 3 w brzmieniu: *„3) zmiany rodzaju instalacji z instalacji wytwarzającej energię elektryczną, o której mowa odpowiednio w art.77 ust.5 pkt. 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9 lub 10 do instalacji wytwarzającej energię elektryczną w procesach wysokosprawnej kogeneracji, o której mowa w art.77 ust.5 pkt. 1a, 2a, 3a,4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a, albo odwrotnie. Zmiana taka, dotycząca roku, w którym będzie miała zastosowanie, może być dokonana nie później jak do 30 listopada roku poprzedzającego.”*	**Uwaga nieprzyjęta** Trwają prace nad rozwiązaniami „Zielonego strumienia ciepła”. Poza zakresem RED II.

			Zmiana ta umożliwia wdrożenie wysokosprawnej kogeneracji i przesyłu ciepła do odbiorcy, który zlokalizował i rozpoczął swoją działalność gospodarczą w pobliżu istniejącej instalacji OZE, a wcześniej go tam nie było. Takie sytuacje występują coraz częściej - małe i średnie firmy stawiają na lokalizacje swoich obiektów w pobliżu źródeł OZE w celu zasilania ich zieloną energią elektryczną i cieplną. Sprzyja temu również rozwój klastrów i spółdzielni energetycznych. Dodatkowo zmiana ta wprowadza dla instalacji, które okresowo będą miały problem ze spełnieniem wymogu wytwarzania energii elektrycznej w procesach wysokosprawnej kogeneracji, możliwość zadeklarowania instalacji, jako niespełniającej tego wymogu na kolejny rok kalendarzowy w celu uniknięcia nadwsparcia. Przepis będzie miał zastosowanie przede wszystkim dla instalacji biogazowych.	
415.	Art. 1 pkt. 55 ustawy OZE (Art. 70e ust. 1 ustawy OZE)	UPEBI, ISEE	Proponuje się nadać art. 70e ust. 1 następujące brzmienie: *„1. Stała cena zakupu wynosi odpowiednio :* *1**) 100%** ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1 – dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70a ust. 1,*	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga wykracza poza inicjatywę ustawodawczą. Dodatkowo potencjalnie wpłynęłaby na wzrost opłaty OZE i wzrost wysokich już cen energii.

			2) ***100%*** *ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1 – dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70a ust. 2 – przy czym obliczana jest zgodnie z art. 39a ust. 5, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7."* Proponuje się nadać art. 73 ust. 3a brzmienie: *„3a. Aukcje dla wytwórców, o których mowa w art. 72 ust. 1, przeprowadza się odrębnie, z uwzględnieniem ust. 4, na sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 77 ust. 5:* *1) pkt 8-10a (w zakresie instalacji powyżej 1 MW) i 14;* *2) pkt 15, 18–20;* *3) pkt7 i 7a;* *4) pkt 16, 17, 21 i 22;* *5) pkt 24 i 25."* Należy wskazać, że **liczba biogazowni rolniczych w kraju nie wzrasta wedle dynamiki pozwalającej zrealizować założenia *Polityki Energetycznej Polski do 2040* roku ani *Krajowego Planu Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*.**	

			PEP wskazuje, że „energii z biomasy i biogazu – ich potencjał zostanie wykorzystany przede wszystkim w ciepłownictwie, ale część zasobów zostanie skierowana również do wytwarzania energii elektrycznej, zwłaszcza w kogeneracji. Atutem biogazu jest możliwość jego wykorzystania w celach regulacyjnych, co jest szczególnie istotne dla elastyczności pracy krajowego systemu elektroenergetycznego". Natomiast Krajowy Plan Działania zakładał, że w roku 2019 potencjał energetyczny biogazu będzie wynosił 730 MW (megawatów), zaś produkcja roczna 2 993 GWh (gigawatogodziny). Z kolei według aktualnego Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 w zbliżającym się 2025 roku udział technologii elektrowni biogazowych w zużyciu energii z OZE w elektroenergetyce miałby wynosić 5,7%. W rzeczywistości w roku 2020 moc instalacji biogazowych wg danych Urzędu Regulacji Energetyki wynosiła łącznie we wszystkich technologiach biogazowych ca 245 MW, zaś obecnie biogazowni rolniczych jest jedynie nieco powyżej 110 MW. Dyskutując tę kwestię, trzeba mieć na względzie, iż: • energia elektryczna jest tylko jedną z wielu korzyści, jakie może dać biogazownia (produkcja lokalnego zielonego ciepła, utylizacja odpadów, redukcja metanu, produkcja doskonałego nawozu); podjęcie decyzji o realizacji projektu jest w dużej ilości przypadków uzasadniania chęcią utylizowania odpadów, z którymi jest problem (korzyści ekonomiczne są na drugim miejscu);	

			• Biogazownie jako instalacje stabilne i tak charakteryzują się relatywnie niskimi kosztami energii elektrycznej (w rachunku całkowitym), gdyż nie potrzebują utrzymywania rezerw (tzw. „wirującej” i „zimnej”), które są bardzo często drogie w utrzymaniu i często nieekologicznie. Biorąc pod uwagę dotychczasowe doświadczenia zebrane z kilku lat funkcjonowania Ustawy OZE możemy wysunąć następujące wnioski: • system aukcyjny okazał się porażką w przypadku źródeł biogazowych. Mimo wielokrotnych zmian, zmniejszających represyjność związaną z koniecznością dotrzymaniu odpowiedniego wolumenu produkcji energii elektrycznej, system ten nadal postrzegany jest jako najbardziej ryzykowany. Należy pamiętać o tym, iż instalacje biogazu rolniczego pełnią nie tylko funkcję elektrowni, ale stanowią ważne ogniwo w utylizowaniu wszelkiego rodzaju odpadów.	

			Odpadów, które pod względem ilości oraz jakości mogą się zmieniać w perspektywie wielu lat. Biogazownie powinny więc na pierwszym miejscu stawiać obowiązek utylizowania odpadów, a nie na wywiązanie się z określonej produkcji energii elektrycznej. W przypadku zmniejszonej ilości biogazu powinny one bez konsekwencji móc zmniejszyć swoją moc. Obecnie tego typu instalacje są zmuszane do utrzymywania rezerw w postaci biomasy roślinnej, która powstaje na gruntach mogących być przeznaczone na inne uprawy, np. żywność lub paszę. Doświadczenia pokazują, iż żadna biogazownia o mocy poniżej 500 kW nie wygra aukcji, gdyż będzie stanowiła 20% wolumenu ofert, które z mocy ustawy zostaną wycięte. Znaczy to, iż cena referencyjna odzwierciedlająca ich koszty i pozwalająca na normalną eksploatację na przestrzeni 15 lat jest po prostu nieosiągalna, bo tego typu instalacje będą musiały być realizowane przez system FIT/FIP nawiązujący do ceny referencyjnej, która zgodnie z decyzją notyfikacyjną powinna odzwierciedlać uśrednione koszty zoptymalizowanej biogazowni wynikającej z LCOE (kosztu wytworzenia energii w danym źródle).	

			• **system taryf – cieszy się dużym zainteresowaniem z racji tego, iż daje rolnikom posiadającym biogazownie większą elastyczność, zwłaszcza w sytuacjach nieprzewidywalnych (np. zmniejszenie produkcji zwierzęcej ze względów ekonomicznych lub wskutek ASF). System taryf nie obliguje również inwestorów do produkcji określonego wolumenu energii elektrycznej.** Mogą oni więc pracować z pełną mocą w kogeneracji w okresach zimowych, zmniejszając moc w okresach letnich. Umożliwia im również możliwość częściowego lub całkowitego zarzucenia produkcji energii elektrycznej na rzecz biometanu. Niemniej, bardzo mały rozwój projektów biogazowych, związany jest z niezrozumiałym system rozliczania za wytworzoną energię elektryczną. Prezentowane przez MKiŚ ceny referencyjne stanowią odzwierciedlenie godziwego wynagrodzenia przy uśrednionej biogazowni, bazującej w ponad 70% na odpadach. Tak skalkulowana cena stanowiłaby bezpieczny przychód w długoletniej perspektywie, zabezpieczając finansowo właściciela instalacji na czasy, gdy wystąpią wysokie nakłady remontowe instalacji wskutek jej starzenia lub innych czynników, które właśnie widzimy obecnie.	

			Obecny wzrost kosztów obsługi zadłużenia (wskutek wzrostu stóp procentowych) jak i ogólny występujący w branży rolnictwa energetycznego (zakup części zapasowych, paliwa, wzrostu wynagrodzeń) jest o tyle dotkliwy, iż znacznie przewyższa wzrost ceny za energię elektryczną o ustawowy wskaźnik CPI. Jest to związane z tym, iż instalacje funkcjonujące w systemie FiT/FiP są zobligowane do odliczenia 5-10% od zoptymalizowanej już ceny referencyjnej. Powoduje to znacznie zawężenie liczby projektów mogących zostać zrealizowane (co widzimy w ilości nowych projektów w rejestrze KOWR). Dodatkowo nawet dla tych już zrealizowanych projektów, wskutek działania czynników, które analizy przy tworzeniu cen referencyjnych nie przewidziały, przyczyniło się to do powstania problemów z znacznym spadkiem rentowności. Biorąc to pod uwagę, jakiekolwiek pomniejszanie przychodów za sprzedaną energię elektryczną stanowi istotne ryzyko wpadnięcia Inwestorów biogazowych w problemy finansowe.	

			W dotychczasowej argumentacji dotyczącej podniesienia wskaźników służących do określenia stałej ceny był podnoszony fakt możliwości uczestnictwa w systemie aukcyjnym i zdobycia ceny bliskiej referencyjnej. Niemniej jednak w ostatnim czasie wszelkie argumenty podnoszone w ostatnich latach miały okazje zostać zweryfikowane w postaci praktycznie braku zainteresowania inwestorów tego typu systemem. Biorąc pod uwagę powyższe proponujemy: - zwolnienie źródeł OZE mogących uzyskać wsparcie w systemie FiT/FiP z możliwości uczestnictwa w systemie aukcyjnym; - podniesie wskaźników używanych do obliczenia cen referencyjnych do 100% (czyli w rzeczywistości wprowadzenia taryfy zgodnej z LCOE, co występuje w większości krajów UE).	
416.	Art. 1 pkt. 55 ustawy OZE (Art. 70e ust. 2a ustawy OZE)	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW)	**Propozycja:** Proponujemy usunięcie konieczności podwójnego redukowania ceny referencyjnej w przypadku zmodernizowanych instalacji korzystających z mechanizmów FIT/FIP i pozostawienie jedynie redukcji ceny referencyjnej odpowiednim wskaźnikiem w zależności od nakładów poniesionych na modernizację (bez wcześniejszej redukcji tej ceny wskaźnikiem 90 lub 95%). **Uzasadnienie**: Propozycja brzmienia przepisu art. 70e ust. 2a: „2a. W przypadku zmodernizowanych instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art.	**Uwaga wyjaśniona** System wsparcia dla instalacji zmodernizowanych wpisuje się w obecnie działające systemy: taryf gwarantowanych FIT (feed-in-tariff) i dopłat do ceny rynkowej FIP (feed-in-premium). Ustawodawca uznał, że jest to system, który uczestnicy rynku znają, przyswoili jego zasady i wiedzą, jak z niego korzystać. Stąd zachowanie również analogicznego współczynnika korekcyjnego. Należy przy tym zauważyć, że współczynnik korekcyjny pełni dwie istotne funkcje. Po pierwsze, koresponduje z obniżonymi cenami z ofert składanych w systemie aukcyjnym dla jednostek o wyższej mocy zainstalowanej. Po drugie, w połączeniu z ceną referencyjną jest bodźcem do zwiększenia efektywności kosztowej i ograniczania kosztów w stosunku

			70b ust. 16, zmodernizowanych zgodnie z art. 74 ust. 2 pkt 2: 1) lit. a – stała cena zakupu obliczana jest zgodnie z ust. 1, 2) lit. b – stała cena zakupu obliczana jako iloczyn wartości obliczonych zgodnie z ust. 1 odpowiedniej ceny referencyjnej określonej zgodnie z art. 77 ust. 5 i współczynnika, o którym mowa w art. 77 ust. 5a.”; Przy przyjętej podwójnej redukcji ceny referencyjnej (redukcja 90 lub 95%, a następnie współczynnik zależny od nakładów na modernizację) inwestycje w modernizację małych elektrowni wodnych nie będą miały sensu ekonomicznego.	do podstawowego ich poziomu użytego do wyznaczenia ceny referencyjnej.
417.	Art. 1 pkt. 55 ustawy OZE (Art. 70e ust. 2a ustawy OZE)	PIGEOR	Proponujemy następujące brzmienie: „2a. W przypadku zmodernizowanych instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 70b ust. 16, zmodernizowanych zgodnie z art. 74 ust. 2 pkt 2: 1) lit. a – stała cena zakupu obliczana jest zgodnie z ust. 1, 2) lit. b – stała cena zakupu obliczana jako iloczyn ~~wartości obliczonych zgodnie z ust. 1~~ odpowiedniej ceny referencyjnej określonej zgodnie z art. 77 ust. 5 i współczynnika, o którym mowa w art. 77 ust. 5a.”; Uzasadnienie: Proponujemy przyjęcie ceny referencyjnej jako odnośnej do obliczania wskaźnika redukcji dla instalacji zmodernizowanych. Podwójna redukcja ceny referencyjnej nie będzie stanowiła wystarczającej zachęty podejmowania procesu modernizacji.	**Uwaga wyjaśniona** System wsparcia dla instalacji zmodernizowanych wpisuje się w obecnie działające systemy: taryf gwarantowanych FIT (feed-in-tariff) i dopłat do ceny rynkowej FIP (feed-in-premium). Ustawodawca uznał, że jest to system, który uczestnicy rynku znają, przyswoili jego zasady i wiedzą, jak z niego korzystać. Stąd zachowanie również analogicznego współczynnika korekcyjnego. Należy przy tym zauważyć, że współczynnik korekcyjny pełni dwie istotne funkcje. Po pierwsze, koresponduje z obniżonymi cenami z ofert składanych w systemie aukcyjnym dla jednostek o wyższej mocy zainstalowanej. Po drugie, w połączeniu z ceną referencyjną jest bodźcem do zwiększenia efektywności kosztowej i ograniczania kosztów w stosunku do podstawowego ich poziomu użytego do wyznaczenia ceny referencyjnej.
418.	Dodanie art. 70e ust. 4 ustawy OZE	UPEBI, ISEE	W art. 70e proponuje się dodać ust. 4 w brzmieniu:	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga wykracza poza inicjatywę ustawodawczą.

			„*4. W przypadku dokonania przez wytwórcę zmiany deklaracji w zakresie, o którym mowa w art. 70b ust. 10 pkt 2:* *1) do wyliczenia stałej ceny, o której mowa w ust. 1, stosuje się właściwą cenę referencyjną obowiązującą na dzień zmiany deklaracji,* *2) stała cena wyliczona w sposób określony w pkt.1 ma zastosowanie do ustalenia poziomu wsparcia od początku miesiąca następującego po miesiącu, w którym wytwórca na podstawie zmienionej deklaracji otrzymał zmienione zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8.”* W Systemie FIP/FIT niezbędne jest wprowadzenie przepisów jednoznacznie wyjaśniających skutek dla poziomu ceny skorygowanej, ewentualnej zmiany mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE w trybie art. 70b ust. 10 pkt 2. Proponowany przepis jednoznacznie potwierdza konieczność przeliczenia ceny skorygowanej do przodu oraz określa moment, od kiedy nowa cena skorygowana będzie miała zastosowanie.	Potencjalnie wpłynęłaby na wzrost cen energii poprzez wzrost opłaty OZE, z której finansowana jest cena referencyjna.
419.	Dodanie art. 70e ust. 4 ustawy OZE	ZBP	W systemie FIP/FIT niezbędne jest wprowadzenie przepisów jednoznacznie wyjaśniających skutek dla poziomu ceny skorygowanej, ewentualnej zmiany mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE w trybie art. 70b ust. 10 pkt 2. Proponowany przepis jednoznacznie potwierdza konieczność przeliczenia ceny skorygowanej do przodu oraz określa moment, od kiedy nowa cena skorygowana będzie miała zastosowanie.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga wykracza poza inicjatywę ustawodawczą. Potencjalnie wpłynęłaby na wzrost cen energii poprzez wzrost opłaty OZE, z której finansowana jest cena referencyjna.

			W art. 70e po ust. 3b proponuje się dodać ust. 4 w brzmieniu: „4. W sytuacji dokonania przez wytwórcę zmiany deklaracji w zakresie, o którym mowa w art. 70b ust.10 pkt 2: 1) do wyliczenia stałej ceny, o której mowa w ust. 1, stosuje się właściwą cenę referencyjną obowiązującą na dzień zmiany deklaracji, 2) stała cena wyliczona w sposób określony w pkt.1 ma zastosowanie do ustalenia poziomu wsparcia od początku miesiąca następującego po miesiącu, w którym wytwórca na podstawie zmienionej deklaracji otrzymał zmienione zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8,"	
420.	Art. 70f ustawy OZE	Towarzystwo Elektrowni Wodnych Instytutu Maszyn Przepływowych PAN	**Propozycja** W przypadku modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii oraz niezbędnych dla ich funkcjonowania obiektów budowlanych obowiązek zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70c ust. 2 lub prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, powstaje od pierwszego dnia sprzedaży w tej instalacji energii elektrycznej objętej systemem wsparcia, o którym mowa w ustawie, i trwa nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2045 r. przy czym, w przypadku instalacji zmodernizowanych zgodnie z art. 74 ust. 2 pkt 2: **Uzasadnienie:** Konieczne objęcie mechanizmami wsparcia modernizowanych obiektów budowlanych w tym budynków siłowni, budowli hydrotechnicznych wchodzących w skład stopnia piętrzącego na potrzeby hydroenergetyki	**Uwaga bezprzedmiotowa** Uwaga poza zakresem regulacji. Szczegółowy katalog kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji oraz maksymalnych wartości tych kosztów w przeliczeniu na moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii zostanie ustalony w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 74 ust. 9 ustawy, które będzie podlegało konsultacjom publicznym w późniejszym terminie.

421.	Art. 1 pkt. 56 ustawy OZE (Art. 70f ust. 4 ustawy OZE)	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW)	**Propozycja**: Proponujemy wprowadzenie odrębnych okresów wsparcia dla zmodernizowanych małych elektrowni wodnych w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 50%. Propozycja brzmienia przepisu art. 70f ust. 4: „4. W przypadku zmodernizowanych instalacji odnawialnego źródła energii obowiązek zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70c ust. 2 lub prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, powstaje od pierwszego dnia sprzedaży w tej instalacji energii elektrycznej objętej systemem wsparcia, o którym mowa w ustawie, i trwa nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2045 r. przy czym, w przypadku instalacji zmodernizowanych zgodnie z art. 74 ust. 2 pkt 2: 1) lit. a, wynosi, licząc od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji: - 5 lat – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji nie mniejszych niż 25%, ale nie większych niż 33% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, - 6 lat – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, z wyjątkiem instalacji wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej, - 7 lat – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 40%,	**Uwaga nieprzyjęta** System wsparcia dla instalacji zmodernizowanych cechuje duży stopień komplikacji oraz regulacji na podmioty uczestniczące w rozliczaniu i weryfikacji udzielanej pomocy, w tym Urząd Regulacji Energetyki, jednostki akredytowane przez Polskie Centrum Akredytacji, czy Zarządcę Rozliczeń S.A. Dodatkowe komplikacje systemu, wyłączenia i preferencje technologiczne, byłyby niewskazane.

			ale nie większych niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, z wyjątkiem instalacji wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej; - 8 lat - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej, - 10 lat – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 40%, ale nie większych niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej; 2) lit. b, wynosi 15 kolejnych lat."; **Uzasadnienie:** Przy przyjętej, jednakowej dla wszystkich technologii i mocy zainstalowanej OZE redukcji okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji, inwestycje w modernizacje małych elektrowni wodnych nie będą miały sensu ekonomicznego. W przypadku instalacji hydroenergetycznych o mocy do 1 MW (w systemie FIT/FIP) korekta okresu wsparcia powinna być ustawiona na nieco innym poziomie, aby inwestycja w modernizację miała sens ekonomiczny. Dlatego zaproponowano odrębne, nieco dłuższe okresy wsparcia dla zmodernizowanych elektrowni wodnych w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 50%	

422.	Art. 1 pkt. 56 ustawy OZE (Art. 70f ust. 4 ustawy OZE)	PIGEOR	Proponujemy opracowanie okresów wsparcia dla zmodernizowanych instalacji odnawialnych źródeł energii w zależności od technologii. Uzasadnienie: Przyjęte okresy wsparcia dla instalacji zmodernizowanych wydają się być zbyt krótkie, żeby zachęcały do realizacji modernizacji. Proponujemy określenie tych okresów odrębnie dla różnych technologii, z uwzględnieniem ich specyfiki.	**Uwaga nieprzyjęta** W ocenie projektodawcy wprowadzenie dodatkowego kryterium technologicznego zanadto skomplikuje system wsparcia dla instalacji zmodernizowanych.
423.	Art. 1 pkt. 57 ustawy OZE (Art. 70g ust. 1 ustawy OZE)	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW)	**Propozycja:** Proponujemy dodać możliwość skorzystania ze wsparcia operacyjnego również po zakończeniu okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji. Propozycja brzmienia przepisu art. 70g ust. 1: „Art. 70g. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej, będący przedsiębiorstwem energetycznym lub wytwórcą, o którym mowa w art. 19 ust. 1, wykorzystujący do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie: 1) biogaz rolniczy, albo 2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo 3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo 4) biogaz inny niż określony w pkt 1-3, albo	**Uwaga nieprzyjęta** Wsparcie dla instalacji zmodernizowanych w przypadku przeprowadzenia ograniczonej modernizacji w zakresie 25-50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej jednostki daje możliwość korzystania z pełnego wsparcia przez wytwórców energii elektrycznej z instalacji OZE nawet przez 22 lata. Jest to bardzo długi czas, który powinien pozwolić wytwórcom na organizację pracy instalacji i optymalizację kosztów pozwalające na utrzymanie się na rynku energii, ew. powinien pozwolić na identyfikację i wyłączenie trwale nierentownych instalacji, których działanie nie jest racjonalne w świetle obciążania kosztami odbiorcy końcowego.

			5) hydroenergię, albo 6) biomasę – po upływie dla tej instalacji okresu, o którym mowa w art. 44 ust. 5 lub art. 48 ust. 5 lub art. 70f ust. 1 lub art. 70f ust. 3 lub 70f ust. 4 lub art. 77 ust. 1, może dokonać wybranemu podmiotowi sprzedaży, której przedmiotem jest niewykorzystana, a wprowadzona do sieci energia elektryczna. Przepis art. 83b stosuje się odpowiednio, z uwzględnieniem art. 70i.” **Uzasadnienie**: Dodanie opcji dającej możliwość skorzystania ze wsparcia operacyjnego po zakończeniu okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji może być przydatna szczególnie w przypadku tzw. małych modernizacji, czyli tych, gdzie czas wsparcia wynosi mniej niż 15 lat.	
424.	Art. 1 pkt. 57 ustawy OZE (Art. 70g ust. 1 ustawy OZE)	PIGEOR	Propozycja brzmienia przepisu art. 70g ust. 1: „Art. 70g. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej, będący przedsiębiorstwem energetycznym lub wytwórcą, o którym mowa w art. 19 ust. 1, wykorzystujący do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie: 1) biogaz rolniczy, albo 2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo 3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo 4) biogaz inny niż określony w pkt 1-3, albo 5) hydroenergię, albo 6) biomasę	**Uwaga nieprzyjęta** Wsparcie dla instalacji zmodernizowanych w przypadku przeprowadzenia ograniczonej modernizacji w zakresie 25-50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej jednostki daje możliwość korzystania z pełnego wsparcia przez wytwórców energii elektrycznej z instalacji OZE nawet przez 22 lata. Jest to bardzo długi czas, który powinien pozwolić wytwórcom na organizację pracy instalacji i optymalizację kosztów pozwalające na utrzymanie się na rynku energii, ew. powinien pozwolić na identyfikację i wyłączenie trwale nierentownych instalacji, których działanie nie jest racjonalne w świetle obciążania kosztami odbiorcy końcowego.

			– po upływie dla tej instalacji okresu, o którym mowa w art. 44 ust. 5 lub art. 48 ust. 5 lub art. 70f ust. 1 lub art. 70f ust. 3 lub 70f ust. 4 lub art. 77 ust. 1, może dokonać wybranemu podmiotowi sprzedaży, której przedmiotem jest niewykorzystana, a wprowadzona do sieci energia elektryczna. Przepis art. 83b stosuje się odpowiednio, z uwzględnieniem art. 70i.” Uzasadnienie: Proponujemy dać możliwość wprowadzenia wsparcia operacyjnego również po zakończeniu okresu wsparcia również dla instalacji zmodernizowanych. Dodanie takie możliwości może przedłużyć funkcjonowanie zmodernizowanych instalacji, szczególnie w przypadku tzw. małych modernizacji, czyli tych, gdzie czas wsparcia wynosi mniej niż 15 lat.	
425.	Art. 1 pkt. 57 ustawy OZE (Art. 70h ust. 4 pkt 1 ustawy OZE)	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW)	**Propozycja:** Propozycja brzmienia przepisu art. 70h ust. 4 pkt 1: „4. Do deklaracji, o której mowa w ust. 1, wytwórca dołącza: 1) oświadczenie o dniu, kiedy dla tej instalacji upłynął albo upłynie okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5 lub 48 ust. 5 lub 70f ust. 1 lub 70f ust. 3 lub 70f ust. 4 lub 77 ust. 1, oraz” W przypadku przyjęcia uwagi dotyczącej możliwości korzystania ze wsparcia operacyjnego również po zakończeniu okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji należy odpowiednio dostosować przepis 70h ust. 4 pkt 1. **Uzasadnienie:** W przypadku przyjęcia uwagi dotyczącej możliwości korzystania ze wsparcia operacyjnego	**Uwaga nieprzyjęta** Wsparcie dla instalacji zmodernizowanych w przypadku przeprowadzenia ograniczonej modernizacji w zakresie 25-50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej jednostki daje możliwość korzystania z pełnego wsparcia przez wytwórców energii elektrycznej z instalacji OZE nawet przez 22 lata. Jest to bardzo długi czas, który powinien pozwolić wytwórcom na organizację pracy instalacji i optymalizację kosztów pozwalające na utrzymanie się na rynku energii, ew. powinien pozwolić na identyfikację i wyłączenie trwale nierentownych instalacji, których działanie nie jest racjonalne w świetle obciążania kosztami odbiorcy końcowego.

			również po zakończeniu okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji należy dostosować odpowiednio również przepis art. 70h ust. 4 pkt 1.	
426.	Art. 1 pkt. 57 ustawy OZE (Art. 70i ust. 1 pkt 2 ustawy OZE)	PSE	**Kontrola poziomu penetracji Krajowego Systemu Elektroenergetycznego przez OZE korzystające z systemu wsparcia operacyjnego dla jednostek wytwórczych z OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW** Projekt ustawy wprowadza pojęcie **„**stanu zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego”, rozumiane jako *przekroczenie produkcji energii elektrycznej z instalacji odnawialnych źródeł energii, która przez okres dłuższy niż sześć miesięcy nie może zostać zbilansowana w ramach KSE*. Wystąpienie takiego stanu zagrożenia wpływa na decyzje Prezesa URE odnośnie do stosowania wsparcia dla określonych źródeł OZE. Wprowadzony w projekcie ustawy stan zagrożenia nie został określony poprawnie, gdyż produkcja energii elektrycznej z instalacji odnawialnych źródeł energii jest zawsze zbilansowana ze zużyciem energii elektrycznej w KSE. Skutkiem nadmiaru generacji OZE może być natomiast dodatkowy koszt dostaw energii elektrycznej do odbiorców, wywołany koniecznością korzystania z usług elastyczności lub nierynkowej redukcji OZE w celu zbilansowania KSE. To właśnie czynnik kosztowy powinien być podstawą podejmowania decyzji przez	**Uwaga częściowo przyjęta.** Uwzględniono uwagę w zakresie zmiany brzmienia przepisu, pozostawiając bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jako przesłankę, którą winien kierować się ustawodawca.

			Prezesa URE odnośnie do stosowania wsparcia dla źródeł OZE.	
427.	Art. 1 pkt 57 projektu ustawy (Art. 70i ust. 1 ustawa OZE)	Narodowe Centrum Badań i Rozwoju	**Propozycja:** 5) politykę makroregionalną i lokalne zasoby energii odnawialnej **Uzasadnienie:** Jako członek UE Polska może być zaangażowana w inwestycje i umowy na poziomie makroregionu, które będą rzutować na lokalne zarządzanie sieci elektroenergetycznymi oraz wykorzystanie/zachowanie potencjału zasobów OZE dla/ze względu na inwestycje powstające w sąsiedztwie w rejonach przygranicznych.	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z art. 70i ust. 1 Rada Ministrów może określić, maksymalną moc zainstalowaną elektryczną poszczególnych typów instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w ust. 1, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5, biorąc pod uwagę: 1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego; 2) potrzebę ochrony środowiska naturalnego; 3) potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi; 4) cele gospodarcze i społeczne. Odnosząc się do propozycji NCBR należy zaznaczyć, że po pierwsze rozporządzenie z delegacją ustawową w art. 70i ust. 1 jest fakultatywne. Dodatkowo, cztery wskazane zakresy wydają się wyczerpywać ewentualne kształtowanie podaży projektów w systemie wsparcia operacyjnego w oparciu o plany strategiczne Polski oraz zobowiązania międzynarodowe. Polityka makroregionalna w znaczeniu inwestycji realizowanych w bezpośrednim sąsiedztwie Polski oraz lokalne zasoby energii odnawialnej mogą zostać wzięte pod uwagę w zakresie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, co oznacza nie tylko zapewnienie działania systemu jako całości, ale również na poziomie niższym - regionalnym.
428.	Art. 1 pkt. 57 ustawy OZE (Art. 70j ust. 1 ustawy OZE)	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW)	**Propozycja**: Wprowadzanie współczynnika korekcyjnego miało sens w przypadku możliwości korzystania przez wytwórców z dwóch równolegle istniejących mechanizmów wsparcia (czyli aukcji i systemu FIT/FIP), w których funkcjonuje ta sama cena referencyjna. Taka sytuacja może zachęcać wytwórców do korzystania z systemu bardziej konkurencyjnego, czyli aukcyjnego, w którym mogą	**Uwaga nieprzyjęta** System wsparcia operacyjnego dla instalacji OZE o mocy zainstalowanej poniżej 1 MW zgodnie z zawężonym katalogiem wspieranych technologii ma w jak największym stopniu odpowiadać funkcjonującemu już obecnie systemowi dopłat do ceny rynkowej (feed-in-premium, FIP). Projektodawca uznał, że jest to system, który uczestnicy rynku znają, przyswoili jego zasady i wiedzą, jak z niego korzystać. Stąd zachowanie również analogicznego współczynnika korekcyjnego.

			oni starać się uzyskać cenę wyższą niż 90% ceny referencyjnej. Natomiast w przypadku wsparcia operacyjnego, w którym dla instalacji o mocy do 1 MW nie przewidziano możliwości udziału w systemie aukcyjnym, a jedynie w systemie FIP, a cena referencyjna, o której mowa w art. 83g ust. 1, jest ceną ustalaną wyłącznie na potrzeby wsparcia w systemie FIP, wprowadzanie redukcji jakimkolwiek wskaźnikiem jest nielogiczne. Cena referencyjna określona w art. 83g ust. 1 powinna być ceną odzwierciedlającą wysokość kosztów operacyjnych dla danej technologii i wielkości instalacji i powinna być stosowana wprost. Wprowadzanie dodatkowej redukcji tak wyznaczonej ceny jest niczym nieuzasadnione. **Uzasadnienie:** Proponujemy usunięcie współczynnika korygującego cenę referencyjną w systemie FIP we wsparciu operacyjnym (90%) i wprowadzenie zasady, że cena stała w tym przypadku jest równa cenie referencyjnej. Propozycja brzmienia przepisu art. 70j ust. 1: „Art. 70j. 1. Stała cena zakupu jest równa cenie referencyjnej, o której mowa w art. 83g ust. 1, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70h ust. 1, dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70g ust. 1.”	Należy przy tym zauważyć, że współczynnik korekcyjny pełni dwie istotne funkcje. Po pierwsze, koresponduje z obniżonymi cenami z ofert składanych w systemie aukcyjnym dla jednostek o wyższej mocy zainstalowanej. Po drugie, w połączeniu z ceną referencyjną jest bodźcem do zwiększenia efektywności kosztowej i ograniczania kosztów w stosunku do podstawowego ich poziomu użytego do wyznaczenia ceny referencyjnej.
429.	Art. 1 pkt. 57 ustawy OZE (Art. 70j	PIGEOR	Proponujemy wprowadzić wsparcie operacyjne w systemie FiP na poziomie pełnej wartości ceny referencyjnej.	**Uwaga nieprzyjęta** System wsparcia operacyjnego dla instalacji OZE o mocy zainstalowanej nie większej niż 1 MW zgodnie z zawężonym katalogiem wspieranych technologii ma w jak największym stopniu odpowiadać funkcjonującemu

	ust. 1 ustawy OZE)		„Art. 70j. 1. Stała cena zakupu jest równa cenie referencyjnej, o której mowa w art. 83g ust. 1, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70h ust. 1, dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70g ust. 1." Uzasadnienie: Cena referencyjna, o której mowa w art. 83g ust. 1, jest określana dla wsparcia w systemie FiP, nie ma zatem uzasadnienia dla obniżania tego wskaźnika, jako że cena ta ma być określana na podstawie wysokości kosztów operacyjnych dla danej technologii i wielkości instalacji. Nie ma zatem uzasadnienia dla jej obniżania.	już obecnie systemowi dopłat do ceny rynkowej (feed-in-premium, FIP). Projektodawca uznał, że jest to system, który uczestnicy rynku znają, przyswoili jego zasady i wiedzą, jak z niego korzystać. Stąd zachowanie również analogicznego wyliczenia stałej ceny zakupu dla instalacji uczestniczących w systemie wsparcia operacyjnego. Należy przy tym zauważyć, że metoda wyliczenia przez ograniczenie poziomu wsparcia do 90% referencyjnej ceny operacyjnej pełni dwie istotne funkcje. Po pierwsze, koresponduje z obniżonymi cenami z ofert składanych w systemie aukcyjnym dla jednostek o wyższej mocy zainstalowanej. Po drugie, w połączeniu z referencyjną ceną operacyjną jest bodźcem do zwiększenia efektywności kosztowej i ograniczania kosztów w stosunku do podstawowego ich poziomu użytego do wyznaczenia ceny referencyjnej.
430.	Art. 1 pkt. 57 ustawy OZE (Art. 70j ust. 2 ustawy OZE)	PIGEOR	Proponujemy wykreślenie daty uzyskania zaświadczenia: „ 2. Prawo do pokrycia ujemnego salda, zgodnie z art. 93 ust. 2 pkt 3, przysługuje wytwórcom, którzy uzyskali zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5, ~~w terminie do 31 grudnia 2030 r.~~, w okresie wskazanym w tym zaświadczeniu." Uzasadnienie: W zapisie tym zostało ograniczone prawo do wsparcia operacyjnego po okresie wsparcia dla instalacji które wytworzyły po raz pierwszy energię elektryczną przed 31.12.2015r, dla instalacji uruchomionych po tym okresie zgodnie z zaproponowanym przepisem prawo wsparcia operacyjnego nie przysługuje – proponujemy objąć systemem wsparcia operacyjnego wszystkie instalacje wymienione w art. 70g ust.1 - również te, które wyprodukowały pierwszą energię elektryczną po 1.01.2016r.	**Uwaga nieprzyjęta.** System wsparcia operacyjnego był planowany dla instalacji OZE o kosztach operacyjnych przewyższających przychody ze sprzedaży rynkowej energii elektrycznej dla instalacji wychodzących z systemów wsparcia takich jak świadectwa pochodzenia czy obowiązek zakupu. Projektodawca po analizie sytuacji rynkowej i obserwacji wysokich cen energii na Towarowej Giełdzie Energii (ponad 1100 zł/MWh w maju 2022 r w przypadku kontraktu BASE_Y-23) zdecydował się zawiesić wejście w życie przepisów dotyczących operacyjnego systemu wsparcia do 1 lipca 2025 r. Należy nadmienić, że sytuacja rynkowa będzie stale monitorowana, a kwestia daty wejścia w życie przepisów, jak również terminów w nich zawartych będzie podlegała konsultacjom i uzgodnieniom przed zakończeniem ustanowionego vacatio legis.

431.	Art. 1 pkt. 57 ustawy OZE (Art. 70j ust. 3 ustawy OZE)	PIGEOR	Proponujemy wydłużenie daty obowiązywania systemu wsparcia operacyjnego do daty obowiązywania wsparcia w ramach Ustawy OZE: „3. Prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, powstaje od pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej objętej systemem wsparcia przeznaczonym, dla wytwórców, o których mowa w art. 70g, i trwa przez okres kolejnych 10 lat, nie dłużej niż do dnia 31 grudnia ~~2040~~ 2045 r.” Uzasadnienie: Zaproponowana poprawka stanowi uzupełnienie do zaproponowanej poprawki z art. 70j ust. 2 – aby systemem wsparcia operacyjnego objąć również instalacje, które rozpoczęły produkcję energii elektrycznej po 1.01.2016r. i aby mogły one również skorzystać z 10 letniego systemu wsparcia w ramach okresu obowiązywania wsparcia w ramach Ustawy OZE.	**Uwaga nieprzyjęta** System wsparcia operacyjnego był planowany dla instalacji OZE o kosztach operacyjnych przewyższających przychody ze sprzedaży rynkowej energii elektrycznej dla instalacji wychodzących z systemów wsparcia takich jak świadectwa pochodzenia czy obowiązek zakupu. Projektodawca po analizie sytuacji rynkowej i obserwacji wysokich cen energii na Towarowej Giełdzie Energii (ponad 1100 zł/MWh w maju 2022 r w przypadku kontraktu BASE_Y-23) zdecydował się zawiesić wejście w życie przepisów dotyczących operacyjnego systemu wsparcia do 1 lipca 2025 r. Jednocześnie nie jest możliwe dalsze wydłużenie obowiązywania tego systemu wsparcia, gdyż, zgodnie z akapitem 70. Komunikatu Komisji Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r (C/2022/481) – CEEAG, „Komisja zatwierdzi środki na podstawie niniejszych wytycznych na okres maksymalnie 10 lat, choć w niektórych przypadkach może to być dalej ograniczone (…)”. Należy także nadmienić, że sytuacja rynkowa będzie stale monitorowana, a kwestia daty wejścia w życie przepisów, jak również terminów w nich zawartych będzie podlegała konsultacjom i uzgodnieniom przed zakończeniem ustanowionego vacatio legis.
432.	Zmiana art. 73 ust. 3a pkt 1 ustawa OZE	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** Wnioskujemy o stworzenie odrębnego koszyka dla instalacji wytwarzających energię w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem cen referencyjnych dla poszczególnych paliw. **Uzasadnienie:** Zmiana proponowana ze względu na dużą rozpiętość cen referencyjnych oraz wyższe koszty dla jednostek	**Uwaga nieprzyjęta** Przyjęcie proponowanej zmiany w ocenie projektodawcy spowoduje rozdrobnienie koszyków aukcyjnych. Z uwagi na konstrukcję systemu aukcyjnego niosłoby to ryzyko, że aukcje nie będą rozstrzygane z uwagi na zbyt małą podaż projektów.

			wysokosprawnej kogeneracji, aby zapewnić konkurencyjność ofert w ramach koszyka. Takie wydzielenie pozwoli na wzmocnienie efektywnych systemów energetycznych.	
433.	Art. 1 pkt 62 (art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawa OZE) oraz art. 23 projektu ustawy	Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki	Art.XXX 1. **Propozycja:** Art. XXX. 1. Wytwórca, którego oferta wygrała aukcję, może wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o wyrażenie zgody na wydłużenie terminu, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a), w przypadku gdy zaistniały okoliczności uniemożliwiające wytwórcy realizację inwestycji w zakresie odnawialnego źródła energii w terminie, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a), obejmujące: 1) wystąpienie działania siły wyższej, rozumianej jako zdarzenie lub seria zdarzeń, niezależnych od wytwórcy, których nie mógł on uniknąć lub przezwyciężyć, do których zalicza się w szczególności: a) klęski żywiołowe, w tym katastrofę naturalną w rozumieniu ustawy z dnia 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (Dz. U. z 2017 r. poz. 1897), b) wojnę, działania wojenne, akty terroryzmu, zamieszki, awarię elektrowni jądrowej; 2) odmowa operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przyłączenia źródła w terminie umożliwiającym wytwórcy realizację inwestycji w zakresie odnawialnego źródła energii w terminie, o którym	**Uwagi nieprzyjęte** W ocenie ustawodawcy automatyczna zmiana terminu sprzedaży po raz pierwszy energii w ramach systemu aukcyjnego jest niewskazana, gdyż procedura ta powinna odbywać się jedynie w uzasadnionych przypadkach. Jednocześnie propozycja wprowadzenia przepisu, że termin na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym może ulec wydłużeniu w sytuacji, w której niedochowanie terminu jest wynikiem odmowy przyłączania źródła w terminie umożliwiającym dochowanie obowiązku pierwszej sprzedaży, może negatywnie wpływać na rozwój możliwości przyłączeniowych OSD i skutkować nadmiernym wydłużaniem okresu wchodzenia instalacji do systemu.

			mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a) lub zmiana takiego terminu określonego w umowie o przyłączenie z przyczyn niedotyczących wytwórcy. 2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, zawiera: 1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy; 2) wskazanie okresu niezbędnego do realizacji inwestycji w wyniku zaistniałych opóźnień; 3) uzasadnienie potwierdzające zaistnienie przesłanek, o których mowa w ust. 1. 3. Do wniosku wytwórca załącza: 1) dokumentację potwierdzającą zaistnienie przesłanek, o których mowa w ust. 1; 2) zaktualizowaną gwarancję bankową, o której mowa w art. 78 ust. 3, o ile została ustanowiona dla danej instalacji, której ważność została przedłużona co najmniej o wnioskowany okres przedłużenia terminu sprzedaży po raz pierwszy energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii. 4. Prezes URE wydaje decyzję, o której mowa w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku, o którym mowa w ust. 1, wskazując nowy termin na wykonanie zobowiązania, o którym mowa w art. 7 ust. 3 pkt 8 lit. a). Wydłużenie terminu następuje o czas niezbędny do realizacji inwestycji, nie dłuższy niż: 1) okres wskazany we wniosku oraz	

			2) czas opóźnienia spowodowanego okolicznościami określonymi w ust. 1 i skutkami ich zaistnienia. 5. Prezes URE odmawia zmiany decyzji, o której mowa w ust. 1, w przypadku braku zaistnienia przesłanek, o których mowa w ust. 1, lub w przypadku gdy wytwórca nie uzupełnił wniosku w celu spełnienia wymagań, o których mowa w ust. 2 i 3. **Uzasadnienie:** W pełni popieramy wydłużenie czasu na wykonanie obowiązku pierwszej sprzedaży aukcyjnej dla instalacji PV. W naszej jednak ocenie: 1) W odniesieniu do instalacji, które wygrały aukcję przeprowadzoną w życie przed dniem wejścia w życie nowelizacji, przepis art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a w brzmieniu nadanym ustawą powinien stosować się do nich bezpośrednio, bez konieczności składania wniosku; Nie jest jasne – na podstawie art. 23 ust. 2 projektu, czy przewidywana zmiana terminu pierwszej sprzedaży następowałaby w trybie aktualizacji (jednorazowej) oferty, którą trzeba byłoby złożyć przed upływem terminu na wykonanie obowiązku pierwszej sprzedaży, określonego zgodnie z ustawą dotychczasową, czy też jest to proces niezależny, a skorzystanie z możliwości zmiany terminu pierwszej sprzedaży nie wpływa na możliwość dokonania później aktualizacji. W ocenie wnioskodawcy przedłużenie terminu pierwszej sprzedaży powinno być automatyczne, co skutkowałoby również	

			przedłużeniem de facto terminu na zgłoszenie aktualizacji oferty. W odniesieniu do tego obszaru regulacji postulujemy także wprowadzenie przepisu, że termin na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym może ulec wydłużeniu w sytuacji, w której niedochowanie terminu jest wynikiem odmowy przyłączania źródła w terminie umożliwiającym dochowanie obowiązku pierwszej sprzedaży, lub też termin ten zostanie przez OSD przedłużony z przyczyn niedotyczących wytwórcy. Byłaby to odpowiedź na nagminnie pojawiające się problemy z terminową realizacją przyłączenia. W obecnej sytuacji wydaje się również uzasadnione wprowadzenie możliwości przedłużenia terminu pierwszej sprzedaży w razie niemożności wykonania obowiązku z powodu innych przyczyn zewnętrznych.	
434.	Art. 1 pkt 62 projektu ustawy (art. 79 ust. 3 pkt 8 uOZE) oraz art. 23 projektu ustawy	RWE	Przedłużenie czasu na wykonanie obowiązku pierwszej sprzedaży aukcyjnej dla instalacji PV powinno odbywać się bez konieczności składania dodatkowego wniosku. Przedstawione rozwiązanie jest niejednoznaczne w zakresie działań koniecznych do podjęcia przez inwestora celem zmiany terminu pierwszej sprzedaży energii po wygranej aukcji. Wydaje się że powinien to być proces możliwie zharmonizowany z istniejącymi rozwiązaniami, a nie dodatkowa niezależna czynność wymagająca następnie weryfikacji przez organ. Dodatkowym wsparciem dla tego postulatu jest fakt, że zarówno w branży energetyki wiatrowej jak i fotowoltaicznej obserwowane są już zakłócenia łańcuchów dostaw i	**Uwaga nieprzyjęta** W ocenie ustawodawcy automatyczna zmiana terminu sprzedaży po raz pierwszy energii w ramach systemu aukcyjnego jest niewskazana, gdyż procedura ta powinna odbywać się jedynie w uzasadnionych przypadkach.

			ograniczenia dostępności surowców (szczególnie stali) i personelu w związku z działaniami wojennymi na terenie Ukrainy. Może to w niedalekiej perspektywie dać podstawy do zgłaszania ryzyk w zakresie terminowości dostaw i usług, co może przekładać się na harmonogram realizacji projektów. Zaproponowana kierunkowo zmiana zmniejszy obciążenia po stronie organów administracji oraz inwestorów.	
435.	Art. 1 pkt 59 lit. a Oraz art. 1 pkt 62 lit. a Projektu ustawy (art. 74 ust. 1 oraz art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE)	SEO	Projekt przewiduje modyfikację art. 74 ust. 1 pkt 1 oraz art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE, mającą na celu zrównanie sytuacji inwestorów fotowoltaicznych z inwestorami wiatrowymi i wydłużenie do 33 miesięcy odpowiednio maksymalnego wieku urządzeń wykorzystywanych w ramach instalacji oraz terminu sprzedaży energii po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego. Projektodawca uzasadnia powyższe potrzebą uwzględnienia z jednej strony odległych terminów realizacji przyłącza proponowanych przez operatorów sieci, z drugiej zaś uwarunkowań rynkowych związanych z opóźnieniami w realizacji zamówień przez dostawców komponentów. W ocenie Stowarzyszenia konieczne jest umożliwienie uzyskania przez wytwórców, których oferty wygrały aukcję na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii, niezależnie od wykorzystywanej technologii, dodatkowego wydłużenia o 6 miesięcy terminu realizacji zobowiązania do sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego oraz maksymalnego wieku urządzeń wchodzących w skład danej instalacji, z uwagi na utrzymujący się stan epidemii, jak również skutki społeczne i gospodarcze agresji Rosji na Ukrainę.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Proponowane wydłużenie terminu na rozpoczęcie sprzedaży energii w systemach FIT/FIP oraz aukcyjnym pierwotnie zawierał już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Ostatecznie przedmiotowe przepisy zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu.* W świetle trwającego na Ukrainie konfliktu zbrojnego dodatkowemu nasileniu uległy występujące już opóźnienia w realizacji inwestycji OZE związane m.in. z zaburzeniem łańcuchów dostaw. Ponadto pojawiły się problemy logistyczne spowodowane odpływem siły roboczej na placach budów instalacji OZE, których znaczną część stanowili pracownicy z Ukrainy oraz kierunku wschodniego. Zawirowania na światowych rynkach rozpoczęte epidemią COVID-19, a pogłębione przez wojnę na Ukrainie uzasadniają dodatkowe wydłużenie terminu spełnienia zobowiązania do wprowadzenia energii elektrycznej do sieci lub jej sprzedaży oraz wieku urządzeń wchodzących w skład instalacji OZE z maksymalnie 12 do maksymalnie łącznie 18 miesięcy.

			Powyższe jest istotne ze względu na obserwowane zaburzenia łańcuchów dostaw, wzrosty cen komponentów i surowców, w tym stali, jak również problemy firm budowlanych z terminową realizacją inwestycji z uwagi na między innymi brak personelu, obecnie nasilone w związku z przywołaną inwazją. Innym istotnym zagadnieniem stanowiącym zagrożenie dla terminowości realizacji projektów są bariery administracyjne i proceduralne związane z opóźnieniami występującymi po stronie organów administracji państwowej i samorządowej, jak również przewlekły charakter działań podejmowanych przez operatorów sieci, którzy z uwagi na aktualną sytuację epidemiologiczną mają trudności z terminową realizacją wyznaczonych prac oraz dokonywaniem odbiorów instalacji. Powyższe czynniki nawarstwiają się i generują poważne trudności z dotrzymaniem terminów przez inwestorów OZE. Dodatkowo aktualnie obserwujemy, że znaczna liczba projektów, w szczególności farm wiatrowych, wchodzi w fazę realizacji, co skutkuje wzmożoną konkurencją na rynku wykonawstwa i robót budowlanych w odniesieniu do sektora rynku, który w ostatnich latach funkcjonował w bardzo ograniczonym zakresie. Jednocześnie aktualne ceny usług w zakresie wykonawstwa nie były brane pod uwagę przez wytwórców w momencie składania ofert aukcyjnych. Brak zagrożenia dla osiągnięcia celu OZE daje możliwość rozłożenia w czasie realizacji budowy tych projektów, zmniejszając tym samym presję ciążącą na inwestorach oraz ich podwykonawcach. Jest to	Dodatkowo wprowadza się przepisy przejściowe regulujące kwestie wydanych postanowień, dla których okres w nich wskazany nie upłynął przed wejściem w życie niniejszej ustawy, oraz złożonych, a jeszcze nierozpatrzonych wniosków. Dla postanowień przedłużających terminy wskazany okres jest przedłużany z mocy prawa (łącznie jednak do maksymalnie 18 miesięcy). Dla złożonych i nierozpatrzonych wniosków o przedłużenie terminu spełnienia zobowiązania (na dotychczasowych zasadach – maksymalnie 12-miesięcznego terminu) okres spełnienia zobowiązania może być wydłużony – łącznie jednak do maksymalnie 18 miesięcy.

			również o tyle istotne, że nadal odczuwalne są negatywne skutki przestoju gospodarczego, spowodowanego przez COVID-19, w postaci wysokich cen metali i kosztów logistyki. Co szczególnie istotne, konsekwencją niewywiązania się przez wytwórcę z tych terminów, jest przepadek wniesionej kaucji, jak również brak możliwości objęcia danej instalacji ofertą w ramach aukcji przez okres kolejnych trzech lat. Możliwość uzyskania dodatkowego wydłużenia przedmiotowych terminów pozwoliłaby więc na uniknięcie istotnego ryzyka w postaci niepowstania takich instalacji, co należy ocenić jako jednoznacznie niekorzystne z perspektywy rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii w Polsce oraz w obliczu szeroko dyskutowanej konieczności zapewnienia dostaw zielonej energii. Mając na uwadze powyższe, postulujemy dodatkowe wydłużenie terminu spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a Ustawy OZE oraz okresów, o których mowa w art. 74 ust. 1 tej ustawy, poprzez wprowadzenie: żliwości wystąpienia przez wytwórców, którzy do tej y nie uzyskali postanowienia Prezesa URE o przedłuiu terminu, o uzyskanie przedłużenia o okres maksynie 18 miesięcy, możliwości ponownego wystąpienia przez wytwórców, którzy już uzyskali przedłużenie terminu o dodatkowy okres tak, aby łączny okres przedłużenia nie przekraczał w takim przypadku 18 miesięcy.	
436.	Art. 1 pkt 59 lit. b	Polskie Towarzystwo	**Propozycja:** w ust. 2: – pkt 1 otrzymuje brzmienie:	**Uwaga nieprzyjęta**

	Projektu ustawy (art. 74 ust. 2 ustawy OZE)	Elektrociepłowni Zawodowych	„1) w okresie wskazanym w ofercie instalacji tej nie przysługuje świadectwo pochodzenia lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 48 ust. 1, oraz nie przysługuje obowiązek zakupu energii, o którym mowa w art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1, dotyczący energii wytwarzanej w tej instalacji przed zakończeniem jej modernizacji oraz nie przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 70a ust. 3, art. 70c ust. 6, art. 83 ust. 1 lub art. 92 ust. 5 dotyczące energii wytwarzanej w tej instalacji przed zakończeniem jej modernizacji;”,” **Uzasadnienie:** Propozycja zmiany ma na celu umożliwienie udziału w aukcjach dla jednostek modernizowanych jeszcze w okresie otrzymywania dotychczasowego wsparcia przy zachowaniu warunku, że wsparcie dla jednostki zmodernizowanej będzie możliwe do uzyskania dopiero po zakończeniu uzyskiwania wsparcia dotychczasowego. Bez zaproponowanej korekty jednostka planująca modernizację będzie mogła uczestniczyć w aukcji dla jednostek modernizowanych dopiero po zakończeniu korzystania ze wsparcia dotychczasowego co przedłuży okres przygotowania do modernizacji i opóźni moment uruchomienia jednostki po modernizacji.	Projektowane przepisy dopuszczają możliwość udziału w aukcji dla instalacji, które dopiero będą modernizowane. Reguluje to przepis art. 74 ust. 7 pkt 1, który w proponowanym brzmieniu stanowi, że wytwórca może złożyć deklarację potrzebną do uzyskania zaświadczenia do wzięciu udziału w aukcji w okresie mniej niż 24 miesięcy przed zakończeniem okresu wsparcia, które obecnie otrzymuje w innym systemie. Taki okres ma pozwolić na zaplanowanie i przeprowadzenie modernizacji, która zacznie się po zamknięciu sesji aukcji (art. 74 ust. 4 pkt 4). W opinii projektodawcy nie ma konieczności wprowadzania dodatkowych regulacji w tym zakresie.
437.	Art. 1 pkt 59 lit. b Projektu ustawy (art. 74 ust. 2	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW)	**Propozycja:** Proponujemy usunięcie warunku przyrostu mocy zainstalowanej lub wzrostu ilości produkowanej energii w przepisie dotyczącym modernizacji. Ewentualnie proponujemy wyłączenie	**Uwaga nieprzyjęta** Celem umożliwienia uczestnictwa w systemach wsparcia dla instalacji zmodernizowanych jest co najmniej utrzymanie poziomu mocy istniejących instalacji OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym przy optymalizacji nakładów inwestycyjnych i kosztów dla odbiorców końcowych. Jednocześnie zobowiązania międzynarodowe Polski, jak i

	ustawy OZE)		hydroenergetyki z konieczności spełnienia tego warunku. Propozycja brzmienia przepisu art. 74 ust. 2 pkt 2: „2) w wyniku modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii nastąpiło odtworzenie stanu pierwotnego tej instalacji lub zmiana jej parametrów użytkowych lub technicznych, a poniesione i udokumentowane nakłady na modernizację tej instalacji wyniosły: a) nie mniej niż 25% ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, albo b) więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji.”, Wariant alternatywny propozycji brzmienia przepisu art. 74 ust. 2 pkt 2: „2) w wyniku modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii: a) wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej nastąpiło odtworzenie stanu pierwotnego tej instalacji lub zmiana jej parametrów użytkowych lub technicznych, b) innej niż wymieniona w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a nastąpiło odtworzenie stanu pierwotnego tej instalacji lub zmiana jej parametrów użytkowych lub technicznych powodujących przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, a poniesione i udokumentowane nakłady na modernizację tej instalacji wyniosły:	sytuacja międzynarodowa powodują, że moc zainstalowana w instalacjach OZE lub poziom wytwarzania energii w tych instalacjach winny wzrastać. Należy też nadmienić, że wspomniany warunek odnosi się tylko do dużych instalacji, tj. o mocy większej niż 1 MW, biorących udział w aukcjach. Instalacje małe, uczestniczące w systemach FiT/FiP nie podlegają pod ten przepis.

			a) nie mniej niż 25% ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, albo b) więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji.”, **Uzasadnienie:** Modernizacja instalacji to de facto w całości nowa moc OZE, która przy braku modernizacji zostałaby wyłączona z KSE. Warunek zwiększenia mocy lub ilości wytwarzanej energii jest więc niekonieczny z punktu widzenia osiągnięcia celów w zakresie wytwarzania energii z OZE, a z pewnością uniemożliwi realizację wielu modernizacji, gdyż w przypadku elektrowni wodnych moc instalacji zależy od wielkości przepływu wody oraz wysokości spadku, których nie da się zmienić poprzez modernizację, gdyż są to parametry wynikające z warunków naturalnych. Ponadto, w przypadku wielu instalacji modernizacja polega na urealnieniu faktycznego wykorzystania energii odnawialnej poprzez zmniejszenie dotychczasowej mocy, np. w elektrowniach wodnych w sytuacji pogorszenia warunków hydrologicznych (susze, powodujące spadek poziomu wody) lub wypełnianie nowych warunków związanych z ochroną środowiska (budowa przepławki dla ryb, zwiększenie przepływu nienaruszalnego).	
438.	Art. 1 pkt 59 lit. b Projektu ustawy (art. 74 ust. 2	UPEBI, ISEE	W art. 74 ust. 2, proponuje się wykreślenie odniesienia do „świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego” Uwaga redakcyjna – konsekwencja odejścia od mechanizmu świadectw pochodzenia biogazu rolniczego w nowelizacji.	**Uwaga przyjęta**

	ustawy OZE)			
439.	Art. 1 pkt 59 lit. b Projektu ustawy (art. 74 ust. 2 pkt 1 ustawy OZE)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** Wykreślić wyrazy „lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 48 ust. 1, **Uzasadnienie:** Uzyskanie spójności z treścią zmian w przepisach - art. 48 został uchylony	**Uwaga przyjęta**
440.	Art. 1 pkt 59 lit. b Projektu ustawy (art. 74 ust. 2 pkt 1 ustawy OZE)	PGE	1) instalacji tej nie przysługuje świadectwo pochodzenia ~~**lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego**~~, o którym mowa w art. 48 ust. 1, oraz nie przysługuje obowiązek zakupu energii, o którym mowa w art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1, dotyczący energii wytwarzanej w tej instalacji przed zakończeniem jej modernizacji oraz nie przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 70a ust. 3, art. 70c ust. 6, art. 83 ust. 1 lub art. 92 ust. 5 dotyczące energii wytwarzanej w tej instalacji przed zakończeniem jej modernizacji Uzasadnienie: W związku z likwidacją systemu świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, niezbędne jest usunięcie odniesienia do nich w analizowanym przepisie.	**Uwaga przyjęta**
441.	Art. 1 pkt 59 lit. b Projektu ustawy (art. 74 ust. 2 pkt 2 ustawy OZE)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) w wyniku modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii nastąpiło odtworzenie stanu pierwotnego tej instalacji lub zmiana jej parametrów użytkowych lub technicznych, a poniesione i udokumentowane nakłady na modernizację tej instalacji wyniosły:	**Uwaga nieprzyjęta** Celem umożliwienia uczestnictwa w systemach wsparcia dla instalacji zmodernizowanych jest co najmniej utrzymanie poziomu mocy istniejących instalacji OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym przy optymalizacji nakładów inwestycyjnych i kosztów dla odbiorców końcowych. Jednocześnie zobowiązania międzynarodowe Polski, jak i

			a) nie mniej niż 25%, ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, albo b) więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji.”,” **Uzasadnienie:** Proponuje się usunięcie warunków dotyczących wzrostu mocy i produkcji, gdyż modernizacja instalacji OZE może także polegać na wymianie urządzeń nie tylko wytwarzających energię, ale np. instalacji środowiskowych, czy urządzeń do wytwarzania pary - polepszających sprawność spalania paliwa, co nie zawsze może się przełożyć na wzrost mocy instalacji, czy ilości wytwarzanej energii elektrycznej. Celowe jest stworzenie warunków dla takiej modernizacji instalacji istniejącej, kiedy instalacja zmodernizowana chociażby pod względem sprawności wytwarzania lub parametrów środowiskowych nie zwiększy swojej mocy i produkcji.”	sytuacja międzynarodowa powodują, że moc zainstalowana w instalacjach OZE lub poziom wytwarzania energii w tych instalacjach winny wzrastać. Należy też nadmienić, że wspomniany warunek odnosi się tylko do dużych instalacji, tj. o mocy większej niż 1 MW, biorących udział w aukcjach. Instalacje małe, uczestniczące w systemach FiT/FiP nie podlegają pod ten przepis.
442.	Art. 1 pkt 59 lit. b Projektu ustawy (art. 74 ust. 2 pkt 1-3 ustawy OZE)	PGNIG TERMIKA	Propozycja: Zmiana art. 1 pkt 59 Projektu w zakresie w jakim zmienia art. 74 ust. 2 pkt 1 ustawy o OZE: *„– pkt 1 otrzymuje brzmienie:* *1) **w okresie wskazanym w ofercie** instalacji tej nie przysługuje świadectwo pochodzenia lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 48 ust. 1, oraz nie przysługuje obowiązek zakupu energii, o którym mowa w art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1, dotyczący energii wytwarzanej w tej instalacji przed zakończeniem jej modernizacji*	**Uwaga częściowo przyjęta** 1. Projektowane przepisy dopuszczają możliwość udziału w aukcji dla instalacji, które dopiero będą modernizowane. Reguluje to przepis art. 74 ust. 7 pkt 1, który w proponowanym brzmieniu stanowi, że wytwórca może złożyć deklarację potrzebną do uzyskania zaświadczenia do wzięciu udziału w aukcji w okresie mniej niż 24 miesięcy przed zakończeniem okresu wsparcia. Taki okres ma pozwolić na zaplanowanie i przeprowadzenie modernizacji. Projektodawca dopuszcza możliwość uczestnictwa w aukcji przed zakończeniem okresu dotychczasowego prawa do wsparcia. Zgodnie z brzmieniem art. 74 ust. 7 pkt 4 rozpoczęcie modernizacji musi zacząć się po sesji aukcji, a wytwarzanie po zakończeniu okresu dotychczasowego prawa do wsparcia. Dla uniknięcia wątpliwości

			oraz nie przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 70a ust. 3, art. 70c ust. 6, art. 83 ust. 1 lub art. 92 ust. 5 dotyczące energii wytwarzanej w tej instalacji przed zakończeniem jej modernizacji;”,”. Uzasadnienie: Propozycja ma na celu umożliwienie udziału w aukcjach dla jednostek modernizowanych jeszcze w okresie otrzymywania dotychczasowego wsparcia przy zachowaniu warunku, że wsparcie dla jednostki zmodernizowanej będzie możliwe do uzyskania dopiero po zakończeniu uzyskiwania wsparcia dotychczasowego. W przypadku zachowania obecnego brzmienia propozycji jednostka planująca modernizację będzie mogła uczestniczyć w aukcji dla jednostek modernizowanych dopiero po zakończeniu korzystania ze wsparcia dotychczasowego co wydłuży okres przygotowania do modernizacji i opóźni moment uruchomienia jednostki po modernizacji. **1. Usunięcie ograniczeń w zakresie mocy w przypadku modernizacji** Propozycja: Zmiana art. 1 pkt 59 Projektu w zakresie w jakim zmienia art. 74 ust. 2 pkt 2 ustawy o OZE: „– *pkt 2 otrzymuje brzmienie:* *2) w wyniku modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii nastąpiło odtworzenie stanu pierwotnego tej instalacji lub zmiana jej parametrów użytkowych lub technicznych ~~powodujących przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost~~*	interpretacyjnych projektodawca uwzględnił proponowane zmiany w art. 74 ust. 2 pkt 1. 2. Celem umożliwienia uczestnictwa w systemach wsparcia dla instalacji zmodernizowanych jest co najmniej utrzymanie poziomu mocy istniejących instalacji OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym przy optymalizacji nakładów inwestycyjnych i kosztów dla odbiorców końcowych. Jednocześnie zobowiązania międzynarodowe Polski, jak i sytuacja międzynarodowa powodują, że moc zainstalowana w instalacjach OZE lub poziom wytwarzania energii w tych instalacjach winny wzrastać. Należy też nadmienić, że wspomniany warunek odnosi się tylko do dużych instalacji, tj. o mocy większej niż 1 MW, biorących udział w aukcjach. Instalacje małe, uczestniczące w systemach FiT/FiP nie podlegają pod ten przepis. 3. Uwaga w zakresie usunięcia słowa „wyłącznie” z art. 74 ust. 2 pkt 3 została kierunkowo uwzględniona. Pozostawiono słowo „wyłącznie”, ale zmieniono brzmienie przepisu dla umożliwienia wsparcia dla układów hybrydowych, instalacji termicznego przekształcania odpadów czy dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego. W zakresie rozszerzenia katalogu jednostek o jednostki wykorzystujące biometan została odrzucona, ze względu na fakt, że kompleksowy system wsparcia biometanu zostanie opracowany w późniejszym terminie i nie jest przedmiotem niniejszej regulacji.

			~~ilości wytwarzanej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii~~, a poniesione i udokumentowane nakłady na modernizację tej instalacji wyniosły: *a) nie mniej niż 25% ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, albo* *b) więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji.",* <u>Uzasadnienie:</u> Modernizacja instalacji OZE nie musi polegać na zwiększeniu mocy i produkcji. Może ona także polegać na wymianie urządzeń nie tylko wytwarzających energię, ale np. instalacji środowiskowych czy urządzeń do wytwarzania pary - polepszających sprawność spalania paliwa, co nie zawsze może się przełożyć na wzrost mocy instalacji, czy ilości wytwarzanej energii elektrycznej. Z tego względu zasadne jest usunięcie warunków dotyczących wzrostu mocy i produkcji zawartych w projektowanym przepisie. **2. Umożliwienie wsparcia dla jednostek wykorzystujących wiele rodzajów paliw** <u>Propozycja:</u> Zmiana art. 1 pkt 59 Projektu w zakresie w jakim zmienia art. 74 ust. 2 pkt 3 ustawy o OZE: „– *w pkt 2 w lit. b kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się pkt 3 w brzmieniu:* *„3) do wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji wykorzystuje się* ***~~wyłącznie~~****:* *a) biogaz rolniczy albo* *b) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo*	

			c) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo *d) biogaz inny niż określony w lit. a-c, albo* *e) hydroenergię, albo* *f) biomasę* ***lub biometan****;",* ". Uzasadnienie: Ograniczenie wsparcia dla modernizowanych instalacji spalających wyłącznie biomasę, eliminuje ze wsparcia układy hybrydowe, instalacje termicznego przekształcania odpadów czy też dedykowane instalacje wielopaliwowe. Takie rozwiązanie nie jest korzystne z perspektywy zwiększenia ilości energii z OZE. Jednocześnie, zgodnie z założeniami Projektu, rekomenduje się rozszerzenie katalogu jednostek o jednostki wykorzystujące biometan.	
443.	Art. 1 pkt 59 lit. b Projektu ustawy (art. 74 ust. 2 pkt 1-3 ustawy OZE)	PGNIG	Propozycja: Zmiana art. 74 ust. 2 pkt 1-3 Ustawy *„2. Energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii wytworzona w zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii może zostać sprzedana w drodze aukcji wyłącznie w przypadku, gdy:* **„***1)* ***w okresie wskazanym w ofercie*** *instalacji tej nie przysługuje świadectwo pochodzenia lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 48 ust. 1, oraz nie przysługuje obowiązek zakupu energii, o którym mowa w art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1, dotyczący energii wytwarzanej w tej instalacji przed zakończeniem jej modernizacji oraz nie przysługuje prawo do pokrycia ujemnego*	**Uwaga częściowo przyjęta** Celem umożliwienia uczestnictwa w systemach wsparcia dla instalacji zmodernizowanych jest co najmniej utrzymanie poziomu mocy istniejących instalacji OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym przy optymalizacji nakładów inwestycyjnych i kosztów dla odbiorców końcowych. Jednocześnie zobowiązania międzynarodowe Polski, jak i sytuacja międzynarodowa powodują, że moc zainstalowana w instalacjach OZE lub poziom wytwarzania energii w tych instalacjach winny wzrastać. Należy też nadmienić, że wspomniany warunek odnosi się tylko do dużych instalacji, tj. o mocy większej niż 1 MW, biorących udział w aukcjach. Instalacje małe, uczestniczące w systemach FiT/FiP nie podlegają pod ten przepis.

			salda zgodnie z art. 70a ust. 3, art. 70c ust. 6, art. 83 ust. 1 lub art. 92 ust. 5 dotyczące energii wytwarzanej w tej instalacji przed zakończeniem jej modernizacji; *2) w wyniku modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii nastąpiło odtworzenie stanu pierwotnego tej instalacji lub zmiana jej parametrów użytkowych lub technicznych ~~powodujących przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii~~, a poniesione i udokumentowane nakłady na modernizację tej instalacji wyniosły:* *a) nie mniej niż 25% ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, albo* *b) więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji.* *3) do wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji wykorzystuje się **~~wyłącznie~~**:* *a) biogaz rolniczy albo* *b) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo* *c) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo* *d) biogaz inny niż określony w lit. a-c, albo* *e) hydroenergię, albo* *f) biomasę **lub biometan;**"* <u>Uzasadnienie:</u> Propozycja zmiany art. 74 ust. 2 pkt 1 Ustawy ma na celu umożliwienie udziału w aukcjach dla jednostek modernizowanych jeszcze w okresie	Uwaga w zakresie usunięcia słowa „wyłącznie" z art. 74 ust. 2 pkt 3 została kierunkowo uwzględniona. Pozostawiono słowo „wyłącznie", ale zmieniono brzmienie przepisu dla umożliwienia wsparcia dla układów hybrydowych, instalacji termicznego przekształcania odpadów czy dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego. W zakresie rozszerzenia katalogu jednostek o jednostki wykorzystujące biometan została odrzucona, ze względu na fakt, że kompleksowy system wsparcia biometanu zostanie opracowany w późniejszym terminie i nie jest przedmiotem niniejszej regulacji.

			otrzymywania dotychczasowego wsparcia przy zachowaniu warunku, że wsparcie dla jednostki zmodernizowanej będzie możliwe do uzyskania dopiero po zakończeniu uzyskiwania wsparcia dotychczasowego. W przypadku zachowania obecnego brzmienia propozycji jednostka planująca modernizację będzie mogła uczestniczyć w aukcji dla jednostek modernizowanych dopiero po zakończeniu korzystania ze wsparcia dotychczasowego, co wydłuży okres przygotowania do modernizacji i opóźni moment uruchomienia jednostki po modernizacji. Modernizacja instalacji OZE przewidziana w art. 74 ust. 2 pkt 2 Ustawy nie musi polegać na zwiększeniu mocy i produkcji. Może ona także polegać na wymianie urządzeń nie tylko wytwarzających energię, ale np. instalacji środowiskowych czy urządzeń do wytwarzania pary - polepszających sprawność spalania paliwa, co nie zawsze może się przełożyć na wzrost mocy instalacji, czy ilości wytwarzanej energii elektrycznej. Z tego względu zasadne jest usunięcie warunków dotyczących wzrostu mocy i produkcji zawartych w projektowanym przepisie. W zakresie proponowanej zmiany art. 74 ust. 2 pkt 3 Ustawy sygnalizujemy, że ograniczenie wsparcia dla modernizowanych instalacji spalających wyłącznie biomasę eliminuje ze wsparcia układy hybrydowe, instalacje termicznego przekształcania odpadów czy też dedykowane instalacje wielopaliwowe. Takie rozwiązanie nie jest korzystne z perspektywy zwiększenia ilości energii z OZE. Jednocześnie, zgodnie z założeniami projektu, rekomenduje się rozszerzenie	

			katalogu jednostek o jednostki wykorzystujące biometan.	
444.	Art. 1 pkt 59 lit. b Projektu ustawy (art. 74 ust. 2 pkt 2 ustawy OZE)	PGE	2) w wyniku modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii nastąpiło odtworzenie stanu pierwotnego tej instalacji lub zmiana jej parametrów użytkowych lub technicznych ~~**powodujących przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii**~~, a poniesione i udokumentowane nakłady na modernizację tej instalacji wyniosły: a) nie mniej niż 25% ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, albo b) więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji Uzasadnienie: W dużej części elektrowni wodnych projektowanych i wybudowanych w ubiegłym wieku z różnych względów, np. zamiaru pracy podszczytowej, braku dostępu do urządzeń o optymalnej mocy i wybór dostępnych urządzeń, oraz w niektórych przypadkach zmniejszaniem z upływem czasu spadu piętrzenia w wyniku zarastania, zamulania itp. koryta rzeki, moc zainstalowana przed modernizacją nie odpowiada (jest przewymiarowana) obecnym warunkom hydrologicznym. W związku z tym nie pracują one z mocą znamionową zainstalowanych urządzeń. Należy zatem dopuścić odstępstwo i umożliwić redukcję tej mocy. Spowoduje to zmniejszenie kosztów takiej modernizacji oraz zwiększy sprawność wytwarzania energii.	**Uwaga nieprzyjęta** Celem umożliwienia uczestnictwa w systemach wsparcia dla instalacji zmodernizowanych jest co najmniej utrzymanie poziomu mocy istniejących instalacji OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym przy optymalizacji nakładów inwestycyjnych i kosztów dla odbiorców końcowych. Jednocześnie zobowiązania międzynarodowe Polski, jak i sytuacja międzynarodowa powodują, że moc zainstalowana w instalacjach OZE lub poziom wytwarzania energii w tych instalacjach winny wzrastać. Należy też nadmienić, że wspomniany warunek odnosi się tylko do dużych instalacji, tj. o mocy większej niż 1 MW, biorących udział w aukcjach. Instalacje małe, uczestniczące w systemach FiT/FiP nie podlegają pod ten przepis.

445.	Art. 1 pkt 59 lit. c projektu ustawy (Art. 74 ust. 3 ustawy OZE)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** Wykreślenie słowa „wyłącznie” . **Uzasadnienie:** Taki zapis powoduje ograniczenie do DISB i hydroenergii. Wykluczone są DISWy, a w art.. 83 pkt 1 (inne wsparcie), który uwzględnia niższy poziom modernizacji, tego wykluczenia nie ma. Należy podkreślić, że instalacje, które będą przechodziły głęboką modernizację (koszty powyżej 25%) będą w większym stopniu dostosowane do pakietu Fit for 55, więc nie powinny być dysktyminowane brakiem wsparcia.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Pozostawiono słowo „wyłącznie”, ale zmieniono brzmienie przepisu dla umożliwienia wsparcia dla układów hybrydowych, instalacji termicznego przekształcania odpadów czy dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego. W zakresie rozszerzenia katalogu jednostek o jednostki wykorzystujące biometan została odrzucona, ze względu na fakt, że kompleksowy system wsparcia biometanu zostanie opracowany w późniejszym terminie i nie jest przedmiotem niniejszej regulacji.
446.	Art. 1 pkt 59 lit. c projektu ustawy (Art. 74 ust. 3 ustawy OZE)	SPEO	Wycięcie słowa „wyłącznie”. Obecny zapis powoduje ograniczenie do DISB i hydroenergii. Wykluczone są DISWy, a w art. 83 pkt 1 (inne wsparcie), który uwzględnia niższy poziom modernizacji, tego wykluczenia nie ma. Należy podkreślić, że instalacje, które będą przechodziły głęboką modernizację (koszty powyżej 25%) będą w większym stopniu dostosowane do pakietu Fit for 55, więc nie powinny być dyskryminowane brakiem wsparcia.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Pozostawiono słowo „wyłącznie”, ale zmieniono brzmienie przepisu dla umożliwienia wsparcia dla układów hybrydowych, instalacji termicznego przekształcania odpadów czy dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego. W zakresie rozszerzenia katalogu jednostek o jednostki wykorzystujące biometan została odrzucona, ze względu na fakt, że kompleksowy system wsparcia biometanu zostanie opracowany w późniejszym terminie i nie jest przedmiotem niniejszej regulacji.
447.	Art. 1 pkt 59 lit. c projektu ustawy (Art. 74 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** Wykreślić wyrazy „lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego” **Uzasadnienie:** Uzyskanie spójności z treścią zmian w przepisach	**Uwaga przyjęta**
448.	Art. 1 pkt 59 lit. c	PGE	3. W przypadku przeprowadzenia modernizacji instalacji, gdy do dnia, w którym instalacja spełniałaby warunek, o którym mowa w ust. 2 pkt 1,	**Uwaga przyjęta**

	projektu ustawy (Art. 74 ust. 4 pkt 1 ustawy OZE		pozostało więcej niż 24 miesiące oraz w przypadku przeprowadzenia modernizacji instalacji, której wytwórcy przysługuje: 1) świadectwo pochodzenia **~~lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego~~** W związku z likwidacją systemu świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, niezbędne jest usunięcie odniesienia do nich w analizowanym przepisie.	Z art. 74 ust. 3 pkt 1 usunięto słowa „lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego”.
449.	Art. 1 pkt 59 lit. e projektu ustawy (Art. 74 ust. 6 pkt 2 ustawy OZE	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** Przywrócić treść art. 74 ust. 6 pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1 **Uzasadnienie:** Postulujemy pozostawienie możliwości modernizacji instalacji spalania wielopaliwowego, w wyniku której powstanie dedykowana instalacja spalania biomasy lub dedykowana instalacja spalania wielopaliwowego	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Projektodawca zakłada możliwość konwersji jednostek wytwórczych niebędących jednostkami OZE na jednostki OZE oraz instalacji spalania wielopaliwowego na dedykowaną instalację spalania biomasy lub dedykowaną instalację spalania wielopaliwowego. Stosowne zmiany zostały wprowadzone do definicji modernizacji. W związku z tym przepis art. 74 ust. 6 stały się bezprzedmiotowe i mogą być uchylone.
450.	Art. 1 pkt 59 lit. e projektu ustawy (Art. 74 ust. 6 pkt 3 ustawy OZE	PGE	3) instalacji odnawialnego źródła **~~energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 5 MW,~~** wykorzystującej hydroenergię do wytworzenia energii elektrycznej, Zgodnie z treścią uzasadnienia do projektu ustawy istnieją 782 obiekty posiadające koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej z wody. Z tego zdecydowana większość (767 obiektów) zaliczana jest do tzw. małej energetyki wodnej (instalacje o mocy do 5 MW). Jedynie 15 instalacji charakteryzuje się mocą zainstalowaną większą niż 5 MW. Poszerzenie katalogu potencjalnych	**Uwaga nieprzyjęta** Podejście projektodawcy w zakresie systemu wsparcia operacyjnego oraz dla instalacji zmodernizowanych jest spójne z przyjętym podejściem w zakresie systemu świadectw pochodzenia, w którym hydroelektrownie o mocy zainstalowanej większej niż 5 MW nie otrzymują wsparcia od końca 2015 roku. Dodatkowo, duże elektrownie wodne są aktywnymi uczestnikami systemu wsparcia realizowanego przez rynek mocy. W pierwszych sześciu aukcjach na tym rynku zakontraktowano ponad 1,1 GW mocy w elektrowniach wodnych.

			odbiorców wsparcia o jednostki o mocy powyżej 5 MW nie spowoduje nadmiernego obciążenia administracyjnego. Dodatkowo modernizacje te nie przyczynią się do nadmiernego zwiększenia oddziaływania na środowisko – ze względu na to, że dotyczą istniejących obiektów, a sama modernizacja dotyczyć będzie części energetycznej obiektu. Poprzez analogię dla innych technologii (biogaz, biomasa) należy zatem znieść ograniczenie wsparcia ze względu na moc zainstalowaną dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego dla elektrowni wodnych.	
451.	Art. 1 pkt 57, 59 lit. b oraz 65 projektu ustawy (Art. 70g ust. 1, Art. 74 ust. 2 pkt 1 i Art. 83b ust. 1 ustawy OZE	PSEW	Przepisy zawierają odwołanie do skreślonego art. 48 oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego.	**Uwaga przyjęta** Przepisy projektu UC99 zostaną skorygowane pod tym względem.
452.	Zmiana art. 74 ust. 4 pkt 1 ustawy OZE	PGE	3. W przypadku przeprowadzenia modernizacji instalacji, gdy do dnia, w którym instalacja spełniałaby warunek, o którym mowa w ust. 2 pkt 1, pozostało więcej niż 24 miesiące oraz w przypadku przeprowadzenia modernizacji instalacji, której wytwórcy przysługuje: 1) świadectwo pochodzenia **~~lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego~~**	**Uwaga przyjęta** Z art. 74 ust. 3 pkt 1 usunięto słowa „lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego”.

			Uzasadnienie: W związku z likwidacją systemu świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, niezbędne jest usunięcie odniesienia do nich w analizowanym przepisie.	
453.	Art. 1 pkt 60 projektu ustawy (Art. 76 ust. 1a ustawy OZE)	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej	Brak uzasadnienia dla wprowadzenia przepisu określającego termin składania wniosków o dopuszczenie do aukcji – usunięcie projektowanej jednostki redakcyjnej z projektu ustawy. **<u>Uzasadnienie:</u>** Zmiana niekorzystna i biorąc pod uwagę dotychczasową praktykę URE niepotrzebna. Jej oczywiście faktem, że wytwórcy niejednokrotnie składają wnioski o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji na kilka dni przed ich terminem, ale w większości są to wnioski kompletne, tzn. posiadające ostateczne pozwolenie na budowę, itp. Proponowana zmiana doprowadzi do tego, że na dwa tygodnie przed aukcją będą składanie w znacznej mierze wnioski niekompletne, z których tylko nieznaczna część uzyska status kompletności przed aukcją. Wnioski takie będą jednak musiały zostać sprawdzone przez pracowników URE co w praktyce spowoduje, że ilość ich pracy wykonywanej bezpośrednio przed aukcją OZE będzie większa niż dotychczas	**Uwaga nieprzyjęta** Wnioski o dopuszczenie do aukcji powinny być składane w terminie umożliwiającym ich weryfikację i przystąpienie do aukcji.
454.	Art. 1 pkt 60 projektu (Art. 76 ust. 1a ustawy OZE)	SPEO	Zmiana z 30 dni na 14, ze względu na dodanie ust. 1a (dla zachowania spójności zapisu). Do ujednolicenia, ponieważ URE ma w art. 76 ust.1a na przeprowadzenie postępowania 14 dni.	**Uwaga niezrozumiała**

455.	Art. 1 pkt 61 projektu (Art. 77 ustawy OZE)	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW)	Proponujemy dodanie brakujących przepisów skracających okres wsparcia w przypadku instalacji zmodernizowanych uczestniczących w systemie aukcyjnym, w przypadku których nakłady na modernizację tych instalacji wyniosły nie mniej niż 25% ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. **Propozycja dodania przepisu art. 77 ust. 2a:** W art. 77 po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: „2a. Okres, w którym przysługuje obowiązek zakupu, o którym mowa w art. 92 ust. 1, oraz okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 92 ust. 5, w odniesieniu do energii wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a, przysługujące wytwórcom, którzy wygrali aukcję, wynosi: 1) 5 lat, przy czym okres ten liczy się od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji nie mniejszych niż 25%, ale nie większych niż 33% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, 2) 6 lat, przy czym okres ten liczy się od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, 3) 7 lat, przy czym okres ten liczy się od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej	**Uwaga przyjęta**

			instalacji po zakończeniu modernizacji – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 40%, ale nie większych niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji – nie dłużej jednak niż do dnia 31 grudnia 2045 r."; **Uzasadnienie:** W nowelizacji ustawy zabrakło wskazania skróconych okresów wsparcia dla zmodernizowanych instalacji uczestniczących w systemie aukcyjnym, w przypadku których nakłady na modernizację tych instalacji wyniosły nie mniej niż 25% ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, pomimo, że art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a przewiduje możliwość przeprowadzenia takiej modernizacji dla uczestników aukcji. Zaproponowany zapis przewiduje w tym zakresie analogiczne skrócenie czasu wsparcia jak w systemie FIT/FIP.	
456.	Dodanie Art. 77 ust. 2a ustawy OZE	PGE	Proponujemy dodanie ust. 2a w art. 77 **2a. Okres, w którym przysługuje obowiązek zakupu, o którym mowa w art. 92 ust. 1, oraz okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 92 ust. 5, w odniesieniu do energii wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a, przysługujące wytwórcom, którzy wygrali aukcję, wynosi:** **1) 5 lat, przy czym okres ten liczy się od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji nie mniejszych niż 25%, ale nie**	**Uwaga przyjęta**

			większych niż 33% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, **2) 6 lat, przy czym okres ten liczy się od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji,** **3) 7 lat, przy czym okres ten liczy się od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 40%, ale nie większych niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji** **– nie dłużej jednak niż do dnia 31 grudnia 2045 r.** **Uzasadnienie:** Wydaje się, że zgodnie z Uzasadnieniem projekt powinien wskazywać skrócone względem podstawowego okresu 15-letniego okresy wsparcia dla zmodernizowanych instalacji uczestniczących w systemie aukcyjnym.	
457.	Art. 1 pkt 61 projektu (Art. 77 ust. 5 ustawy OZE)	UPEBI, ISEE	Proponuje się skreślić art. 77 ust. 5 pkt 24 i 25 Jednocześnie proponuje się dodać w art. 77 ust. 5a w brzmieniu: *„5a. W przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, cena referencyjna dla danej instalacji obliczana jest według następującego wzoru:* $$C_{refH} = \frac{\sum C_s * I_{ref} * P}{\sum I_{ref} * P}$$ Gdzie poszczególne symbole oznaczają:	**Uwaga przyjęta kierunkowo** W projekcie UC99 przygotowano nową definicję hybrydowej instalacji OZE. W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany: 1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu;

			$C_{s_}$-cena skorygowana dla danego typu instalacji wchodzącego w skład instalacji hybrydowej C_{refH}-cena referencyjna instalacji hybrydowej I_{ref} – referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla danego typu instalacji wyrażony w MWh/rok P – moc instalacji wchodzącej w skład instalacji hybrydowej Aby uniknąć ryzyka nadwsparcia lub niedoszacowania **sugeruje się wprowadzenie dynamicznej ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowych.** Cena referencyjna będzie określana na podstawie udziału poszczególnych źródeł wchodzących w skład instalacji hybrydowej, tak aby zapewnić odpowiedni poziom wsparcia. Dzięki zastosowaniu tego rozwiązania przewiduje się powstawanie instalacji hybrydowych dostosowanych do aktualnych możliwości lokalizacji i nie będę premiowały jednej, określonej konfiguracji. Ze względu na konstrukcje wzoru, opartego na kalkulacji cen skorygowanych wchodzących w skład instalacji hybrydowych (a więc już z podziałem do 1 MW i powyżej 1 MW) odstąpiono od tworzenia oddzielnego wzoru dla instalacji z przedziału „do 1 MW" oraz „powyżej 1 MW". Należy również podkreślić, iż w tym przypadku istnieje możliwość rozliczenia pomocy inwestycyjnej, w przypadku, gdyby tylko jedno ze źródeł było nią objęte. W przypadku źródeł hybrydowych cena referencyjna obliczana jest na podstawie wzoru:	2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania. W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. W zakresie cen referencyjnych dla hybrydowych instalacji OZE uwaga przyjęta kierunkowo. W projekcie UC_99 przygotowano wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. Ponadto dodano upoważnienie dla ministra ds. klimatu do wydania rozporządzenia określającego referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii.

			$C_{refH} = \frac{\sum C_s * I_{ref} * P}{\sum I_{ref} * P}$ $C_s -$ $cena\ skorygowana\ dla\ danego\ typu\ instalacji$ wchodzącego w skład instalacji hybrydowej C_{refH} $-\ cena\ referencyjna\ instalacji\ hybrydowej$ I_{ref} – referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla danego typu instalacji wyrażony w MWh/rok Przykład: Instalacja hybrydowa 5 MW (4 MW PV + 1 MW Biogaz Rolniczy) 4 MW PV C_{refH}= 320 zł/MWh I_{ref}= 1050 MWh/rok P= 4 MW 1 MW Biogaz Rolniczy C_{refH}= 700 zł/MWh I_{ref}= 7800 MWh/rok P= 1 MW $C_{refH} = \frac{1\ 344\ 000 + 5\ 460\ 000}{4\ 200 + 7800}$= 567 zł/MWh Wskaźniki, stanowiący referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej stanowi odpowiednik	

			tego, co zostało przedstawione przez Ministerstwo Energii w dokumencie Oceny Skutków Regulacji przy propozycji cen referencyjnych w roku 2018.	
458.	Art. 1 pkt 61 projektu ustawy (Art. 77 ust. 5 ustawy OZE	PIGEOR	Proponujemy dodać nowe punkty: „1b) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wytwarzających biogaz na potrzeby biometanu” „1c) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wytwarzających biometan z biogazu;” „6b) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wytwarzających biogaz na potrzeby biometanu;” „6c) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wytwarzających biometan z biogazu;” „7b) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW wytwarzających biogaz na potrzeby biometanu;” „7c) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW wytwarzających biometan z biogazu;” Uzasadnienie: Konieczne jest włączenie wsparcia instalacji biometanowych w ramach systemów FiT, FiP oraz aukcyjnego. Finansowanie w systemie wsparcia osiągania Narodowego Celu Wskaźnikowego, proponowane w projekcie nowelizacji ustawy o biokomponantach i biopaliwach nie jest dostosowane do specyfiki biogazowni, która wymaga wieloletniego, stabilnego i gwarantowanego przychodu – szersze uzasadnienie w uwagach ogólnych.	**Uwaga przyjęta częściowo** Zagadnienie dotyczące określenia mechanizmów wsparcia operacyjnego dla biometanu będzie procedowane w ramach odrębnej inicjatywy legislacyjnej.

459.	Art. 1 pkt 61 lit. c projektu ustawy (Art. 77 ust. 5a ustawy OZE	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW)	Proponujemy wprowadzenie odrębnych współczynników korygujących dla zmodernizowanych elektrowni wodnych w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 50%. **Propozycja brzmienia przepisu art. 77 ust. 5a:** „5a. W przypadku instalacji, o których mowa w art. 72 ust. 1 pkt 3, stosuje się ceny referencyjne określone zgodnie z ust. 5, przy czym, w przypadku instalacji, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b: a) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW wykorzystujących hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej ceny te koryguje się o współczynnik w wysokości: 1) 0,78 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 50%, ale nie większych niż 60% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji; 2) 0,84 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 60%, ale nie większych niż 70% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji; 3) 0,90 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 70%, ale nie większych niż 80% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji; 4) 0,95 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 80%, ale nie większych niż 90% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji;	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. Dla uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych oraz potencjalnych sporów dotyczących kwalifikowalności kosztów, szczególnie istotnych w sytuacjach granicznych, pozwalających na kwalifikację instalacji do wyższego lub niższego współczynnika, projektodawca zdecydował się na liniowy współczynnik, rosnący proporcjonalnie do wysokości poniesionych kosztów.

			5) 1,00 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 90%, kosztów b) innych niż wymienione w art. 77 ust. 5a lit. a ceny te koryguje się o współczynnik w wysokości: 1) 0,68 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 50%, ale nie większych niż 60% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji; 2) 0,76 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 60%, ale nie większych niż 70% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji; 3) 0,84 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 70%, ale nie większych niż 80% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji; 4) 0,92 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 80%, ale nie większych niż 90% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji; 5) 1,00 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 90%, kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji.”, **Uzasadnienie:** Przy przyjętych, jednakowych dla wszystkich technologii i mocy zainstalowanej OZE, wskaźnikach redukcji ceny referencyjnej dla	

			zmodernizowanych instalacji, inwestycje w modernizacje małych elektrowni wodnych nie będą miały sensu ekonomicznego. W przypadku instalacji hydroenergetycznych korekta ceny powinna być ustawiona na nieco innym poziomie, aby inwestycja w modernizację miała sens ekonomiczny. Dlatego zaproponowano odrębne współczynniki korekcyjne dla zmodernizowanych elektrowni wodnych w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 50%.	
460.	Art. 1 pkt 62 projektu ustawy (Art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE oraz art. 23 projektu ustawy	PSEW	*Art. 23 1. Do wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii, których oferty wygrały aukcje rozstrzygnięte przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a) ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, z zastrzeżeniem postanowień ust. 3.* *2. Do wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii, których oferty wygrały aukcje rozstrzygnięte przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, dostosowanie parametrów oferty do zmienionego terminu na wykonanie obowiązku pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym nastąpi w ramach aktualizacji oferty, dokonanej zgodnie z przepisami art. 79 ust. 9–12 ustawy zmienianej w art. 1.* *3. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii, którego oferta wygrała aukcję rozstrzygniętą przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, i który chce skorzystać ze zmiany terminu sprzedaży po raz pierwszy energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, zgodnie z*	**Uwaga nieprzyjęta** W ocenie projektodawcy automatyczna zmiana terminu sprzedaży po raz pierwszy energii w ramach systemu aukcyjnego jest niewskazana, gdyż procedura ta powinna odbywać się jedynie w uzasadnionych przypadkach.

			ust. 1, zobowiązany jest w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a) ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, do przedłożenia zaktualizowanej gwarancji bankowej, o której mowa w art. 78 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1, o ile została ustanowiona dla danej instalacji, i której ważność została przedłużona co najmniej o okres przedłużenia terminu sprzedaży po raz pierwszy energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii. *Uzasadnienie:* W pełni popieramy wydłużenie czasu na wykonanie obowiązku pierwszej sprzedaży aukcyjnej dla instalacji PV. W naszej jednak ocenie: 1) W odniesieniu do instalacji, które wygrały aukcję przeprowadzoną w życie przed dniem wejścia w życie nowelizacji, przepis art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a w brzmieniu nadanym ustawą powinien stosować się do nich bezpośrednio, bez konieczności składania wniosku; Nie jest jasne – na podstawie art. 23 ust. 2 projektu, czy przewidywana zmiana terminu pierwszej sprzedaży następowałaby w trybie aktualizacji (jednorazowej) oferty, którą trzeba byłoby złożyć przed upływem terminu na wykonanie obowiązku pierwszej sprzedaży, określonego zgodnie z ustawą dotychczasową, czy też jest to proces niezależny, a skorzystanie z możliwości zmiany terminu pierwszej sprzedaży nie wpływa na możliwość dokonania później aktualizacji. W ocenie wnioskodawcy przedłużenie terminu pierwszej sprzedaży powinno być automatyczne, co	

			skutkowałoby również przedłużeniem *de facto* terminu na zgłoszenie aktualizacji oferty.	
461.	Dodanie Art. 81 ust. 10b ustawy OZE	ZBP	Proponuje się umożliwienie Urzędowi Regulacji Energetyki odstąpienie od „karania" inwestora OZE wykluczeniem z systemu wsparcia: Aukcje / Taryfa FIP/FIT, **jeśli opóźnienie w pierwszej sprzedaży rozliczanej w ramach systemu wsparcia wynikało niedotrzymania przez OSD lub OSP terminów wynikających z zawartych umów przyłączeniowych**. W związku z powyższym proponuje się dodanie w art. 81 ustawy o OZE ust. 10b w brzmieniu: „10b. W przypadku, gdy umowa o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii nie została lub nie zostanie zrealizowana w terminie określonym w tej umowie w zakresie odpowiedzialności Operatora Systemu Dystrybucyjnego lub Przesyłowego, to termin wynikający odpowiednio z art.70b ust.4 pkt.1 lit. d, art. 70ba ust. 1, art.79 ust.3 pkt.8 lit. a albo art. 79a ust. 1 ulega wydłużeniu co najmniej o czas uwzględniający termin realizacji obowiązków przez Operatora, o których informuje wytwórca Urząd Regulacji Energetyki." Równocześnie potrzebne jest wprowadzenie do UOZE przepisu, który dyscyplinowałby OSD w terminach przyłączeń inwestorów wynikających z Systemu Aukcyjnego / Systemu Taryf FIP/FIT i wydanych warunków przyłączenia w przypadku projektów nie uczestniczących w systemach wsparcia.	**Uwaga nieprzyjęta** Proponowane rozwiązanie stanowiłoby dodatkowe poluzowanie warunków wejścia do systemów wsparcia. Należy bowiem zaznaczyć, że wydłużenie terminu na rozpoczęcie sprzedaży energii w systemach FIT/FIP oraz aukcyjnym pierwotnie zawierał już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Ostatecznie przedmiotowe przepisy zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu.* W świetle trwającego na Ukrainie konfliktu zbrojnego dodatkowemu nasileniu uległy występujące już opóźnienia w realizacji inwestycji OZE związane m.in. z zaburzeniem łańcuchów dostaw. Ponadto pojawiły się problemy logistyczne spowodowane odpływem siły roboczej na placach budów instalacji OZE, których znaczną część stanowili pracownicy z Ukrainy oraz kierunku wschodniego. Zawirowania na światowych rynkach rozpoczęte epidemią COVID-19, a pogłębione przez wojnę na Ukrainie uzasadniają dodatkowe wydłużenie terminu spełnienia zobowiązania do wprowadzenia energii elektrycznej do sieci lub jej sprzedaży oraz wieku urządzeń wchodzących w skład instalacji OZE z maksymalnie 12 do maksymalnie łącznie 18 miesięcy.

462.	Zmiana art. 82 ust. 1a ustawa OZE	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW)	**Propozycja:** Proponujemy, aby w systemie aukcyjnym wytwórcom w instalacjach o mocy poniżej 500 kW dodać opcję wyboru sprzedaży energii albo sprzedawcy zobowiązanemu albo dowolnemu podmiotowi. Propozycja zmiany przepisu art. 82 ust. 1: W art. 82: a) przed ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu: „1a. Wytwórca energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, o którym mowa w art. 72, którego oferta wygrała aukcję może dokonywać sprzedaży energii elektrycznej w drodze aukcji: 1) sprzedawcy zobowiązanemu, albo 2) wybranemu podmiotowi. b) wprowadzenie do wyliczenia w ust. 1 otrzymuje brzmienie: 1. W przypadku wyboru formy sprzedaży, o której mowa w ust. 1a pkt 1 wytwórca energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, o którym mowa w art. 72 ust. 1 pkt 1, w terminie miesiąca, a w przypadku, o którym mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2 i 3, w terminie 6 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, zawiera z właściwym sprzedawcą zobowiązanym umowę sprzedaży, która zawiera w szczególności:” **Uzasadnienie:**	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu aukcyjnego będą mogli sprzedawać energię elektryczną do wybranego sprzedawcy, a nie jak dotąd wyłącznie do sprzedawcy zobowiązanego. Przedmiotowe przepisy zostały zaadresowane w: - art. 79 ust. 3 pkt 4, ust. 10, 11, 11a i 12, - art. 82 ust. 1a, - art. 83 ust. 1a, - art. 92 ust. 1a, 5, 9 i 11, - art. 93 ust. 2, 9 i 12 oraz - art. 94 ust. 1.

			Możliwość dokonywania przez wytwórcę w instalacji o mocy do 500 kW wyboru sprzedaży albo do sprzedawcy zobowiązanego albo do dowolnego podmiotu (w tym drugim przypadku wraz z prawem do rozliczania ujemnego salda) jest analogiczna do rozwiązań w systemie FIT/FIP i w tamtym systemie dobrze się sprawdza. Jest korzystna dla wytwórców, którzy mają możliwość zdobywania doświadczeń poprzez uczestniczenie w konkurencyjnym rynku sprzedaży energii.	
463.	Dodanie art. XXX	PSEW	*Art. XXX. 1. Wytwórca, którego oferta wygrała aukcję, może wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o wyrażenie zgody na wydłużenie terminu, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a), w przypadku gdy zaistniały okoliczności uniemożliwiające wytwórcy realizację inwestycji w zakresie odnawialnego źródła energii w terminie, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a), obejmujące:* *1) wystąpienie działania siły wyższej, rozumianej jako zdarzenie lub seria zdarzeń, niezależnych od wytwórcy, których nie mógł on uniknąć lub przezwyciężyć, do których zalicza się w szczególności:* *a) klęski żywiołowe, w tym katastrofę naturalną w rozumieniu ustawy z dnia 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (Dz. U. z 2017 r. poz. 1897),* *b) wojnę, działania wojenne, akty terroryzmu, zamieszki, awarię elektrowni jądrowej;* *2) odmowa operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przyłączenia źródła w terminie umożliwiającym wytwórcy realizację inwestycji w zakresie odnawialnego źródła energii w terminie, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a)*	**Uwagi nieprzyjęte** W ocenie projektodawcy automatyczna zmiana terminu sprzedaży po raz pierwszy energii w ramach systemu aukcyjnego jest niewskazana, gdyż procedura ta powinna odbywać się jedynie w uzasadnionych przypadkach. Jednocześnie propozycja wprowadzenia przepisu, że termin na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym może ulec wydłużeniu w sytuacji, w której niedochowanie terminu jest wynikiem odmowy przyłączania źródła w terminie umożliwiającym dochowanie obowiązku pierwszej sprzedaży, może negatywnie wpływać na rozwój możliwości przyłączeniowych OSD i skutkować nadmiernym wydłużaniem okresu wchodzenia instalacji do systemu.

			lub zmiana takiego terminu określonego w umowie o przyłączenie z przyczyn niedotyczących wytwórcy. *2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, zawiera:* *1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy;* *2) wskazanie okresu niezbędnego do realizacji inwestycji w wyniku zaistniałych opóźnień;* *3) uzasadnienie potwierdzające zaistnienie przesłanek, o których mowa w ust. 1.* *3. Do wniosku wytwórca załącza:* *1) dokumentację potwierdzającą zaistnienie przesłanek, o których mowa w ust. 1;* *2) zaktualizowaną gwarancję bankową, o której mowa w art. 78 ust. 3, o ile została ustanowiona dla danej instalacji, której ważność została przedłużona co najmniej o wnioskowany okres przedłużenia terminu sprzedaży po raz pierwszy energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii.* *4. Prezes URE wydaje decyzję, o której mowa w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku, o którym mowa w ust. 1, wskazując nowy termin na wykonanie zobowiązania, o którym mowa w art. 7 ust. 3 pkt 8 lit. a). Wydłużenie terminu następuje o czas niezbędny do realizacji inwestycji, nie dłuższy niż:* *1) okres wskazany we wniosku oraz* *2) czas opóźnienia spowodowanego okolicznościami określonymi w ust. 1 i skutkami ich zaistnienia.*	

			5. Prezes URE odmawia zmiany decyzji, o której mowa w ust. 1, w przypadku braku zaistnienia przesłanek, o których mowa w ust. 1, lub w przypadku gdy wytwórca nie uzupełnił wniosku w celu spełnienia wymagań, o których mowa w ust. 2 i 3. *Uzasadnienie:* W odniesieniu do tego obszaru regulacji postulujemy także wprowadzenie przepisu, że termin na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym może ulec wydłużeniu w sytuacji, w której niedochowanie terminu jest wynikiem odmowy przyłączania źródła w terminie umożliwiającym dochowanie obowiązku pierwszej sprzedaży, lub też termin ten zostanie przez OSD przedłużony z przyczyn niedotyczących wytwórcy. Byłaby to odpowiedź na nagminnie pojawiające się problemy z terminową realizacją przyłączenia. W obecnej sytuacji wydaje się również uzasadnione wprowadzenie możliwości przedłużenia terminu pierwszej sprzedaży w razie niemożności wykonania obowiązku z powodu innych przyczyn zewnętrznych.	
464.	Art. 1 pkt 63 lit. b projektu ustawy (Art. 83 ust. 1 Ustawy OZE)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** w ust. 1 w pkt 4 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 5 w brzmieniu: „5) w przypadku instalacji zmodernizowanych, w terminie 60 dni od dnia zakończenia tej modernizacji, opinię jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji potwierdzającą udział procentowy wartości poniesionych kosztów inwestycyjnych modernizacji w odniesieniu do wartości kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej	**Uwaga nieprzyjęta** Projektodawca nie widzi konieczności doprecyzowania przepisu przez zamieszczenie odwołania do przepisów wykonawczych. Co więcej, przez uwzględnienie innych uwag w tym zakresie, istotne dla opinii kwestie, a więc wzór do wyliczenia udziału procentowego, jak i moment uchwycenia wartości referencyjnych dla obliczenia udziału w nich nakładów inwestycyjnych są regulowane ustawowo w nowoprojektowanym art. 74. ust. 2b-2f.

			instalacji określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 74 ust. 9” **Uzasadnienie:** Proponowana zmiana ma na celu jednoznacznie określenie, że przedsiębiorca jak i audytor powinni odnosić się do kosztów referencyjnych określonych we wskazanym rozporządzeniu. Wskazanie podstawy prawnej dla określenia wartości nakładów zapewni większą pewność prowadzenia działalności dla inwestorów i pozwoli na uniknięcie ewentualnych sporów w tym zakresie.	
465.	Art. 1 pkt 63 lit. b projektu ustawy (Art. 83 ust. 1 Ustawy OZE)	PIGEOR	Proponujemy doprecyzowanie: „11) wykorzystania części lub całości wytworzonego biogazu do wytworzenia biometanu.”, Uzasadnienie: Wprowadzenie możliwości produkcji biometanu przez elektrociepłownie biogazowe jest interesującą opcją, która może być interesująca dla części instalacji, tym niemniej należy wziąć pod uwagę, że taka instalacja będzie miała wyższe koszty inwestycyjne i eksploatacyjne ze względu na konieczność włączenia zarówno jednostki kogeneracyjnej, jak i instalacji oczyszczania biogazu do biometanu. Proponujemy rozważenie wprowadzenia dodatkowej kategorii instalacji biogazowych, które mogłyby produkować zarówno energię elektryczną i ciepło, jak i biometan. Jest to szczególnie ważne w sytuacji niskiej chłonności sieci gazowej, której operatorzy wskazują, że w części lokalizacji nie będą mogli przyjmować gazu w miesiącach letnich, co	**Uwaga przyjęta**

			może blokować wytwarzanie biometanu na szerszą skalę. Należy się jednak liczyć z wyższymi kosztami takich instalacji.	
466.	Art. 1 pkt 63 lit. b projektu (Art. 83 ust. 3b ustawy OZE)	PGE	Dokonując weryfikacji **poziomu realizacji obowiązku sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego w stosunku do ilości energii określonej w ofercie, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83 ust. 2 oraz** rzeczywistego stopnia wykorzystania mocy, o którym mowa w art. 73 ust. 3a pkt 5, uwzględnia się na korzyść wytwórcy sytuacje, w których instalacja odnawialnego źródła energii pozostawała w gotowości do wytwarzania energii, jednak nastąpiło ograniczenie wytworzenia energii albo do jej wytworzenia nie doszło w następstwie: 1)obowiązywania regulacji prawa powszechnie obowiązującego; 2)konieczności zapewnienia **prawidłowego funkcjonowania, parametrów niezawodnościowo-jakościowych i** bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej; Uzasadnienie: Transformacja energetyczna wymaga od operatorów dostosowania się do zmieniającej się struktury generacji. Jednym z głównych narzędzi dających możliwość operatorom zapewnienia prawidłowego i bezpiecznego funkcjonowania pracy sieci elektroenergetycznej są tzw. usługi systemowe, w tym poszczególne rezerwy mocy. Aby zapewnić wymagane parametry niezawodnościowo-jakościowe, operatorzy zaniżają generację jednostek wytwórczych. W przyszłości częściej będzie to dotyczyć farm wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych w momentach nadpodaży	**Uwaga nieprzyjęta** W ocenie projektodawcy dodatkowe zabezpieczenie wytwórców energii z hybrydowych instalacji OZE w kontekście realizacji obowiązku sprzedaży energii w stosunku do ilości określonej w ofercie aukcyjnej jest nieuzasadnione. Zgodnie z założeniem hybrydowe instalacje OZE, poprzez obligatoryjność posiadania magazynu energii, mają pełnić rolę regulującą i stabilizującą pracę systemu elektroenergetycznego, w związku z czym umożliwienie zaniżania generacji tego typu jednostek wytwórczych będzie działać na niekorzyść systemu. Tym samym, jednostki wytwórcze, które z perspektywy stopnia wykorzystania mocy mają być co do zasady najbardziej użyteczne, miałyby dodatkową możliwość ograniczania swojej pracy. Proponowane rozwiązanie mogłoby ponadto stanowić przyzwolenie na obchodzenie przepisów, umożliwiające niewykonanie zadeklarowanego obowiązku aukcyjnego pomimo istniejących możliwości.

			generacji z tych źródeł, co może wiązać się z niewykonaniem zadeklarowanego obowiązku aukcyjnego. Doprecyzowanie zapisu ma na celu stworzenie możliwości dla operatorów do korzystania z usług rezerw mocy świadczonych przez źródła OZE, a jednocześnie ochronę wytwórców OZE przed skutkami braku realizacji obowiązku aukcyjnego. W aktualnym brzmieniu ustawy brak jest regulacji zwalniającej z kary, o której mowa w art. 168 pkt 15, w przypadku ograniczenia wytworzenia energii nie z winy wytwórcy, a innych obiektywnych przesłanek wskazanych w ustawie. Dodatkowo należy wskazać, że zaproponowane rozwiązanie jest zgodne z wolą ustawodawcy zawartą w uzasadnieniu do projektu nowelizacji ustawy (druk sejmowy 2412 z 2018 r.): „Opisywane sytuacje będą miały zastosowanie w przypadkach, gdy po trzyletnim okresie rozliczeniowym stwierdzono by, że wytwórca nie wyprodukował 85% zaoferowanej w aukcji energii lub nie spełnił kryterium SWM. Wówczas wytwórca nie poniesie kar z tytułu niewypełnienia oferty lub/i niespełnienia SWM, jeśli przedstawi Prezesowi URE np. potwierdzone dokumentami informacje (…)”	
467.	Dodanie art. 83 ust. 3ca ustawy OZE	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW)	**Propozycja:** Proponujemy, aby wytwórcy, którzy rozpoczęli sprzedaż w ramach systemu aukcyjnego, w przypadku których doszło do niewytworzenia energii w którymś z trzyletnich okresów rozliczeniowych z przyczyn od nich niezależnych, opisanych w art. 83 ust. 3b (awarie, działanie siły wyższej, decyzje administracyjne, susze i powodzie powodujące zmianę przepływów wody itp.) mieli możliwość „zmigrowania” do systemu aukcyjnego.	**Uwaga nieprzyjęta** W opinii Ministerstwa Klimatu i Środowiska niewytworzenie energii przez wytwórców, którzy rozpoczęli sprzedaż w ramach systemu aukcyjnego, z przyczyn od nich niezależnych nie powinno być argumentem uzasadniającym umożliwienie migracji z tego systemu do systemów FIT/FIP. Należy mieć bowiem na uwadze, że wytwórca wchodząc do aukcyjnego systemu wsparcia zobowiązuje się do rozliczenia obowiązku sprzedaży

			Propozycja dodania zmiany w art. 83: W art. 83 po ust. 3c dodaje się ust. 3ca w brzmieniu: 3ca. Wytwórca, którego oferta wygrała aukcję, o której mowa w art. 72, który po wypełnieniu zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, albo po wypełnieniu tego zobowiązania z uwzględnieniem przedłużenia terminu, o którym mowa w art. 79a ust. 1, dokonał sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83 ust. 2, w przypadku, gdy do wytworzenia energii nie doszło w następstwie okoliczności, o których mowa w art. 83 ust. 3b, może złożyć deklarację, o której mowa w art. 70b ust. 1. 3cb. W przypadku uzyskania przez wytwórcę, o którym mowa w ust. 3ca, zaświadczenia, o którym mowa w art. 70b ust. 8, prawa i obowiązki tego wytwórcy wynikające ze złożenia oferty, która wygrała aukcję, wygasają z końcem kwartału następującego po kwartale, w którym wytwórca uzyskał to zaświadczenie. 3cc. W przypadku, o którym mowa w ust. 3cb, wytwórca rozpoczyna sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej na zasadach określonych w art. 70a ust. 1 lub 2, z początkiem drugiego kwartału następującego po kwartale, w którym wytwórca uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8. **Uzasadnienie:**	energii w ilości oraz cenie określonej przez niego w ofercie, w związku z czym powinien być zobligowany do jej dochowania, nie zaś migracji do alternatywnych mechanizmów i zmiany warunków wsparcia. Ustawa OZE jednocześnie uwzględnia na korzyść wytwórcy sytuacje, w których instalacja odnawialnego źródła energii pozostawała w gotowości do wytwarzania energii, jednak nastąpiło ograniczenie wytworzenia energii albo do jej wytworzenia nie doszło w następstwie przyczyn niezależnych od wytwórcy, tym samym zabezpiecza ona jego funkcjonowanie w tego typu okolicznościach.

			Proponowana zmiana umożliwi małym instalacjom wodnym i biogazowym migrację do systemu FIT/FIP w sytuacji, gdy z niezawinionych przez wytwórcę przyczyn, takich jak działanie siły wyższej, awarie, susze, powodzie itp.) instalacje nie wytworzyły minimum 85% energii zadeklarowanej w ofercie aukcyjnej. Takie rozwiązanie zabezpiecza małych wytwórców przed ryzykiem wynikającym ze zmienności warunków naturalnych (np. długotrwałym niedoborem wody), ale też rynkowych (np. związanych z niestabilnością cen energii na rynku) dając możliwość przejścia do bezpieczniejszego systemu wsparcia.	
468.	Zmiana art. 83 ust. 1 pkt 5 ustawy OZE	PGNIG	Zmiana art. 83 ust. 1 pkt 5 Ustawy „*5) w przypadku instalacji zmodernizowanych, w terminie 60 dni od dnia zakończenia tej modernizacji, opinię jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji potwierdzającą udział procentowy wartości poniesionych kosztów inwestycyjnych modernizacji w odniesieniu do wartości kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji* ***określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 74 ust. 9****.”* <u>Uzasadnienie:</u> Proponowana zmiana ma charakter doprecyzowujący. Jej celem jest jednoznaczne określenie, że audytor, przedsiębiorstwo, a także przy weryfikacji Prezes URE powinni odnosić się do kosztów referencyjnych określonych we wskazanym rozporządzeniu, co pozwoli na uniknięcie ewentualnych sporów i wątpliwości.	**Uwaga nieprzyjęta** Projektodawca nie widzi konieczności doprecyzowania przepisu przez zamieszczenie odwołania do przepisów wykonawczych. Co więcej, przez uwzględnienie innych uwag w tym zakresie, istotne dla opinii kwestie, a więc wzór do wyliczenia udziału procentowego, jak i moment uchwycenia wartości referencyjnych dla obliczenia udziału w nich nakładów inwestycyjnych są regulowane ustawowo w nowoprojektowanym art. 74. ust. 2b-2f.
469.	Zmiana art. 83 ust. 1 pkt	PGNIG TERMIKA	<u>Propozycja:</u>	**Uwaga nieprzyjęta**

	5 ustawy OZE		Zmiana art. 1 pkt 63 Projektu w zakresie w jakim wprowadza art. 83 ust. 1 pkt 5 ustawy o OZE: *„a) w ust. 1 w pkt 4 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 5 w brzmieniu:* *„5) w przypadku instalacji zmodernizowanych, w terminie 60 dni od dnia zakończenia tej modernizacji, opinię jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji potwierdzającą udział procentowy wartości poniesionych kosztów inwestycyjnych modernizacji w odniesieniu do wartości kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji* ***określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 74 ust. 9.****”.”,* Uzasadnienie: Proponowana zmiana ma charakter doprecyzowujący. Jej celem jest jednoznaczne określenie, że audytor, przedsiębiorstwo, a także przy weryfikacji Prezes URE powinni odnosić się do kosztów referencyjnych określonych we wskazanym rozporządzeniu, co pozwoli na uniknięcie ewentualnych sporów i wątpliwości.	Projektodawca nie widzi konieczności doprecyzowania przepisu przez zamieszczenie odwołania do przepisów wykonawczych. Co więcej, przez uwzględnienie innych uwag w tym zakresie, istotne dla opinii kwestie, a więc wzór do wyliczenia udziału procentowego, jak i moment uchwycenia wartości referencyjnych dla obliczenia udziału w nich nakładów inwestycyjnych są regulowane ustawowo w nowoprojektowanym art. 74. ust. 2b-2f.
470.	Zmiana art. 83 ust. 3b pkt 11 ustawy OZE	PGNIG	Zmiana art. 83 ust. 3b pkt 11 Ustawy *11) wykorzystania wytworzonego biogazu* ***lub biogazu rolniczego*** *do wytworzenia biometanu.* **Sposób przeliczenia energii zawartej w biogazie, biogazie rolniczym lub biometanie na energię elektryczną określona się zgodnie ze wzorem: [1+(1 - sprawność generatora)] * ilość biogazu lub biogazu rolniczego lub biometanu [MJ].”** Uzasadnienie:	**Uwaga nieprzyjęta** Sposób przeliczenia energii zawartej w biogazie, biogazie rolniczym lub biometanie będzie uwzględniał przepisy wydane na podstawie art. 62.

			W treści art. 83 ust. 3b pkt 11 Ustawy przewidziano, że dokonując weryfikacji rzeczywistego stopnia wykorzystania mocy, uwzględnia się na korzyść wytwórcy sytuacje, w których instalacja odnawialnego źródła energii pozostawała w gotowości do wytwarzania energii, jednak nastąpiło ograniczenie wytworzenia energii albo do jej wytworzenia nie doszło w następstwie: m.in. wykorzystania wytworzonego biogazu do wytworzenia biometanu. Jeżeli intencją projektodawcy było przyjęcie podejścia, aby wytwórcy uczestniczący w systemie aukcyjnym mogli zamiennie wytwarzać biometan bez narażania się na kary, to uzasadnione byłoby rozbudowanie niniejszego postanowienia.	
471.	Dodanie art. 83 ust. 3ca oraz 3cb ustawy OZE	ZRSA	Spółka proponuje dodanie ust. 3ca oraz ust. 3cb do art. 83 Ustawy OZE w następującym brzmieniu: *„3ca. Dokonując, podczas rozpatrywania wniosku i sprawozdania, o których mowa w art. 93 ust. 1 albo 2 obejmujących okres od dnia rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, o którym mowa w art. 79 ust 3 pkt 8 albo obejmujących okres od dnia rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit d, weryfikacji wypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 albo w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d, objętych ww. wnioskiem, z uwzględnieniem przedłużenia terminu, o którym mowa w art. 79a ust. 1 albo 70ba ust. 1, przez wytwórcę, któremu Prezes URE przyznał koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii albo który został wpisany do rejestru wytwórców energii w małej instalacji przez Prezesa URE albo który został wpisany*	**Uwaga przyjęta** Po konsultacji z autorami proponowanych przepisów zostały one wprowadzone do projektu w zbliżonej formie, jako art. 83 ust. 5.

			do rejestru wytwórców biogazu rolniczego Dyrektora Generalnego KOWR i który przekazał Prezesowi URE oraz operatorowi rozliczeń energii odnawialnej informację o dniu wytworzenia oraz wprowadzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii do sieci, potwierdzoną przez operatora sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub operatora sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, przed upływem tych terminów, operator rozliczeń energii odnawialnej uwzględnia na korzyść wytwórcy sytuacje, w których, z przyczyn niezawinionych przez wytwórcę, instalacja odnawialnego źródła energii pozostawała w gotowości do wytwarzania energii, jednak nie doszło w wymaganym terminie do sprzedaży po raz pierwszy w następstwie: 1) *obowiązywania regulacji prawa powszechnie obowiązującego;* 2) *konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej;* 3) *wystąpienia awarii w systemie elektroenergetycznym, w tym awarii przyłącza lub linii kablowych;* 4) *działania siły wyższej, rozumianej jako zdarzenie lub seria zdarzeń, niezależnych od wytwórcy, których nie mógł on uniknąć lub przezwyciężyć, do których zalicza się:* *a) klęski żywiołowej, w tym katastrofy naturalnej w rozumieniu ustawy z dnia 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (Dz.U. z 2017 r. poz. 1897),*	

			b) wojny, działań wojennych, aktów terroryzmu, zamieszek, awarii elektrowni jądrowej; 5) *wystąpienia awarii technicznej instalacji odnawialnego źródła energii, rozumianej jako gwałtowne, nieprzewidziane i niezależne od wytwórcy uszkodzenie lub zniszczenie tej instalacji lub zniszczenie obiektów budowlanych lub urządzeń warunkujących pracę tej instalacji.* *3cb. W przypadkach określonych w ust. 3ca uznaje się, że zobowiązanie wytwórcy określone w ust. 79 ust. 3 pkt 8 lub w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit d zostało wykonane w dniu uzyskania przez wytwórcę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej z odnawianych źródeł energii w danej instalacji odnawialnego źródła energii albo wpisu do rejestru wytwórców energii w małej instalacji albo do rejestru wytwórców biogazu rolniczego."* **Uzasadnienie** Spółka zidentyfikowała problem w zakresie spełniania warunku do otrzymania wsparcia w ramach aukcyjnego systemu wsparcia oraz wsparcia w systemie FIT/FIP , określonych w Ustawie OZE (dalej jako „wsparcie OZE"), polegający na niemożliwości wykonania przez wytwórców będących uczestnikami aukcji, zobowiązania do sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy systemie aukcyjnym w terminie określonym w art.79 ust. 3 pkt 8 Ustawy OZE, a wytwórców w systemie FIT/FIP zobowiązania do rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w terminie określonym w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit d z powodów przez nich niezawinionych.	

			Wśród instalacji wchodzących po raz pierwszy do aukcyjnego systemu wsparcia OZE wystąpiły pojedyncze przypadki instalacji, w których nie doszło do sprzedaży energii elektrycznej w terminie określonym w art.79 ust. 3 pkt 8 Ustawy OZE z powodu awarii w obrębie instalacji lub przyłączenia, wywołanych m.in. niekorzystnymi zjawiskami atmosferycznymi, wskutek których doszło do zniszczeń poszczególnych elementów jednostek wytwórczych. W przypadkach tych pozostałe przesłanki formalne, warunkujące uzyskanie przez wytwórcę prawa do wypłaty ujemnego salda zostały spełnione, tj. w szczególności przed terminem realizacji zobowiązania, o którym mowa w ww. przepisie, wytwórcy uzyskali koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii wydaną przez Prezesa URE lub wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, prowadzony przez ten organ (dalej jako „RMIOZE"). W powyższych przypadkach operator sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub operator sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej (dalej łącznie jako „OSD") potwierdził pierwsze wytworzenie i wprowadzenie do sieci energii elektrycznej przed uzyskaniem koncesji bądź wpisu do rejestru MIOZE, a także przed terminem, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE. Przekroczenie terminu, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 Ustawy OZE, w każdym z tych przypadków było nieznaczne. Zgodnie z art. 83 ust. 3c instalacja OZE dla której nie zostało spełnione zobowiązanie, o którym mowa w	

			art. 79 ust. 3 pkt 8, z uwzględnieniem przedłużenia terminu, o którym mowa w art. 79a ust. 1, może ponownie zostać objęta ofertą w aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii dopiero po upływie 3 lat, licząc od dnia, w którym zobowiązanie stało się wymagalne. W przypadku niezawinionego przez wytwórcę uchybienia terminu na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym powyższa sankcja może być zbyt surowa. W przypadkach jak powyższe, wytwórcy, którzy ponieśli wysokie koszty inwestycji i spełnili wszystkie warunki, do tego aby otrzymywać wsparcie OZE, poza zachowaniem terminu sprzedaży po raz pierwszy, określonym w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE, bez swojej winy, pozbawieni zostaliby wsparcia OZE na co najmniej 3 lata. W związku tym Spółka proponuje zmianę legislacyjną, która zapobiegałaby takim przypadkom pozbawienia wsparcia OZE, z jednoczesnym wskazaniem przesłanek uzasadniających wyjątkowe traktowanie określonych przypadków uchybienia terminowi na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym. Dla przypadku naruszenia przez wytwórcę terminu określonego w art. 79 ust. 3 pkt 8 Ustawy OZE lub terminu o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit d Ustawy OZE, z przyczyn ekstraordynaryjnych i niezawinionych przez niego, tj. w szczególności w sytuacji awarii instalacji, awarii przyłącza lub linii kablowych, przy jednoczesnym bezwzględnym spełnieniu wszystkich warunków formalnych do rozpoczęcia korzystania z aukcyjnego systemu wsparcia OZE lub systemu FIT/FIP, w postaci uzyskania koncesji, wpisu do rejestru RMIOZE albo wpisu do re-	

			jestru wytwórców biogazu rolniczego oraz wykazania pierwszego wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej potwierdzonego przez OSD przed upływem tego terminu, Spółka proponuje wprowadzenie możliwości zakwalifikowania pierwszej sprzedaży energii elektrycznej albo jej wytworzenia (przypadku systemu FIT/FIP) po ustaniu skutków ww. niezawinionych przez wytwórcę wydarzeń, jako dokonanej w terminie ustawowym, przy czym za datę rozpoczęcia okresu wsparcia należałoby przyjąć datę uzyskania koncesji, wpisu do rejestru RMIOZE albo wpisu do rejestru wytwórców biogazu rolniczego. Spółka proponuje określić w dodawanych przepisach konkretne obiektywne przykłady okoliczności, w których można uznać pierwszą sprzedaż energii elektrycznej lub jej pierwsze wytworzenie przez wytwórcę po terminie określonym w art. 79 ust. 3 pkt 8 Ustawy OZE lub art. 70b ust. 4 pkt 1 lit d Ustawy OZE, za dokonaną z zachowaniem tego terminu. Przykłady obiektywnych okoliczności są podobne do okoliczności wskazanych w art. 83 ust. 3b Ustawy OZE.	
472.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83b ustawy OZE)	SPEO	Do wyjaśnienia: jakich jednostek i przy jakim poziomie nakładów dotyczy system wsparcia operacyjnego? - zgodnie z uzasadnieniem dla modernizacji z kosztami poniżej 25%, ale nie zostało to przeniesione do ustawy. Brak tego zapisu daje jednostkom biomasowym możliwość przystępowania do aukcji OZE lub do wsparcia operacyjnego. W uzasadnieniu jest do 25% nakładów, czego nie ma w ustawie. Na stronie 66 uzasadnienia jest wymieniona lista technologii (katalog), w której jest wymienione współspalanie.	**Uwaga przyjęta** Wytwórca, który przeprowadzi modernizację w zakresie nie mniejszym niż 25% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej jednostki OZE nabywa prawa do wejścia do systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych. Nie odbiera mu to prawa do uczestnictwa w systemie wsparcia operacyjnego. Należy tu jednak nadmienić, że takie działanie nie jest racjonalne ekonomicznie, gdyż przy wyznaczeniu ceny referencyjnej w systemie wsparcia operacyjnego nie są brane pod uwagę koszty inwestycyjne poniesione na modernizację.

				W zakresie wspieranych technologii należy zauważyć, że zgodnie z uzasadnieniem i brzmieniem przepisów, wspierane są jednostki oparte na wytwarzaniu energii z biogazu rolniczego, biogazu pozyskanego ze składowisk odpadów, oczyszczalni ścieków, innego biogazu oraz hydroenergii i biomasy, z uwzględnieniem układów hybrydowych oraz jej współspalania w dedykowanych instalacjach spalania wielopaliwowego oraz wytwarzania energii w instalacjach termicznego przekształcania odpadów.
473.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83b ustawy OZE)	PGE	83b. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej, dla której upłynął okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5, w art. 48 ust. 3 lub 70f ust. 4 lub w art. 77 ust. 1, wykorzystującej do wytworzenia energii: 1) biogaz rolniczy, albo 2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo 3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo, 4) biogaz inny niż określony w pkt. 1 3, **albo** 5) hydroenergię, **albo** 6) biomasę, – może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne. Uzasadnienie: Uwaga redakcyjna.	**Uwaga nieprzyjęta** Projektodawca dla usunięcia wątpliwości definicyjnych zdecydował się na usunięcie katalogu paliwowo-technologicznego z art. 83b ust. 1 i pozostawienie ograniczenia potencjalnie wspieranych technologii wyłącznie przez koszyki aukcyjne wskazane w art. 83g ust. 4.
474.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy	Polskie Towarzystwo	**Propozycja:** 83b. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy	**Uwaga nieprzyjęta** Proponowany przepis jest tożsamy z obecnie stosowanymi rozwiązaniami. Art. 71 ust. 1 stanowi, iż:

	(Art. 83b ust. 1 ustawy OZE)	Elektrocie-płowni Za-wodowych	zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, dla której upłynął okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5, w art. 48 ust. 3 lub 70f ust. 4 lub w art. 77 ust. 1, wykorzystującej do wytworzenia energii: 1) biogaz rolniczy, albo 2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo 3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo 4) biogaz inny niż określony w pkt. 1 3, 5) hydroenergię, 6) biomasę – może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne **Uzasadnienie:** Istniejące jednostki biomasowe, które mogą ubiegać sie o wsparcie operacyjne, mogą korzystać z jednego istniejącego zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy równolegle z innymi jednostkami wytwórczymi. Sytuacja taka ma np miejsce w przypadku układów hybrydowych. W takim przypadku uzasadnione jest utrzymanie tego uprawnienia także w przypadku ubiegania się o wsparcie operacyjne. Już obecnie takie rozwiązanie przewiduje ustawa CHP i rozporządzenie wydane na podstawie art. 58 ustawy CHP, co pozwala precyzyjnie określić ilość wsparcia dla każdej indywidualnej jednostki. Takie uregulowanie jest już zastosowane w art. 92 ust. 12 ustawy OZE. Podobnie jak w przypadku wsparcia dla jednostek modernizowanych proponuje się także umożliwienie korzystania ze wsparcia operacyjnego przez instala-cje wykorzystujące biomasę, takie jak DISW, DISB i ITPO.	1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o którym mowa w art. 44, w instalacji odnawialnego źródła energii posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej, który zamierza przystąpić do aukcji, składa do Prezesa URE deklarację o przystąpieniu do aukcji. Do tej pory nie podnoszono, że przepis art. 71 ust. 1 stanowi barierę dla wsparcia instalacji takich jak dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, dedykowane instalacje spalania biomasy, instalacje termicznego przekształcania odpadów czy układy hybrydowe. Dodatkowo należy zaznaczyć, że trwają obecnie prace i rozmowy w sprawie przepisów dotyczących tzw. cable poolingu, które mają również rozwiązać kwestie współdzielenia przyłącza przez różne instalacje. Odnośnie korzystania ze wsparcia operacyjnego przez instalacje wykorzystujące biomasę, takie jak DISW, DISB i ITPO, należy podkreślić, że projekt zawiera takie rozwiązanie. W zakresie współspalania wyłączone ze wsparcia są za to instalacje spalania wielopaliwowego. Projektodawca dla usunięcia wątpliwości definicyjnych zdecydował się na usunięcie katalogu paliwowo-technologicznego z art. 83b ust. 1 i pozostawienie ograniczenia potencjalnie wspieranych technologii wyłącznie przez koszyki aukcyjne wskazane w art. 83g ust. 4.

475.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83b ust. 1 ustawy OZE)	PGNIG TERMIKA	*83b. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW~~, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej~~, dla której upłynął okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5, w art. 48 ust. 3 lub 70f ust. 4 lub w art. 77 ust. 1, wykorzystującej do wytworzenia energii:* *1) biogaz rolniczy, albo* *2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo* *3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo* *4) biogaz inny niż określony w pkt. 1 3,* *5) hydroenergię,* *6) biomasę* ***lub biometan*** *– może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne.* <u>Uzasadnienie:</u> W przypadku obecnie funkcjonujących instalacji OZE, korzystających z systemu świadectw pochodzenia, nie ma obowiązku posiadania wyodrębnionego zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji. W takim przypadku racjonalnym wydaje się wykorzystanie obecnej infrastruktury służącej do wyprowadzenia mocy. Wówczas na „jednym przyłączu” mogłyby funkcjonować instalacja OZE biomasowa (korzystająca ze wsparcia OZE) i jednostki konwencjonalne (korzystające ze wsparcia CHP). Obecnie takie rozwiązanie przewiduje ustawa CHP i rozporządzenie wydane	**Uwaga nieprzyjęta** Proponowany przepis jest tożsamy z obecnie stosowanymi rozwiązaniami. Art. 71 ust. 1 stanowi, iż: 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o którym mowa w art. 44, w instalacji odnawialnego źródła energii posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej, który zamierza przystąpić do aukcji, składa do Prezesa URE deklarację o przystąpieniu do aukcji. Do tej pory nie podnoszono, że przepis art. 71 ust. 1 stanowi barierę dla wsparcia instalacji takich jak dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, dedykowane instalacje spalania biomasy, instalacje termicznego przekształcania odpadów czy układy hybrydowe. Dodatkowo należy zaznaczyć, że trwają obecnie prace i rozmowy w sprawie przepisów dotyczących tzw. cable poolingu, które mają również rozwiązać kwestie współdzielenia przyłącza przez różne instalacje. Odnośnie korzystania ze wsparcia operacyjnego przez instalacje wykorzystujące biomasę, takie jak DISW, DISB i ITPO, to należy podkreślić, że projekt zawiera takie rozwiązanie. W zakresie współspalania wyłączone ze wsparcia są za to instalacje spalania wielopaliwowego. Projektodawca dla usunięcia wątpliwości definicyjnych zdecydował się na usunięcie katalogu paliwowo-technologicznego z art. 83b ust. 1 i pozostawienie ograniczenia potencjalnie wspieranych technologii wyłącznie przez koszyki aukcyjne wskazane w art. 83g ust. 4. Jeżeli chodzi o rozszerzenie katalogu instalacji mogących przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne – o instalacje biometanu, propozycja **wykracza poza aktualny zakres UC99**.

			na podstawie art. 58 tej ustawy, co pozwala precyzyjnie określić ilość wsparcia CHP dla każdej jednostki kogeneracji. Zasadna jest przyjęcie analogicznych rozwiązań dla instalacji wykorzystujących biomasę (DISW, DISB i ITPO). W przypadku rozliczania takich jednostek można zastosować rozwiązanie z ustawy CHP, które także jest uregulowane w art. 93 ust. 12 ustawy o OZE (metoda pośrednia). Jednocześnie, zgodnie z założeniami Projektu, proponujemy rozszerzenie katalogu jednostek o jednostki wykorzystujące biometan.	Jednocześnie propozycje w zakresie wprowadzenia dedykowanego programu pomocowego dla biometanu: mając na uwadze uwagi przedłożone w ramach konsultacji oraz opiniowania projektu UC99 podjęta została decyzja o opracowaniu przepisów określających zasady udzielania finansowej pomocy operacyjnej dla biometanu. Wdrożenie tych przepisów wymagać będzie kolejnej nowelizacji uOZE.
476.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83b ust. 1 ustawy OZE)	PGNIG	Zmiana art. 83b ust. 1 Ustawy *„83b. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW~~, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej~~, dla której upłynął okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5, w art. 48 ust. 3 lub 70f ust. 4 lub w art. 77 ust. 1, wykorzystującej do wytworzenia energii:* *1) biogaz rolniczy, albo* *2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo* *3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo* *4) biogaz inny niż określony w pkt. 1 3,* *5) hydroenergię,* *6) biomasę* ***lub biometan*** *– może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne.”*	**Uwaga wyjaśniona** Proponowany przepis jest tożsamy z obecnie stosowanymi rozwiązaniami. Art. 71 ust. 1 stanowi, iż: 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o którym mowa w art. 44, w instalacji odnawialnego źródła energii posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej, który zamierza przystąpić do aukcji, składa do Prezesa URE deklarację o przystąpieniu do aukcji. Do tej pory nie podnoszono, że przepis art. 71 ust. 1 stanowi barierę dla wsparcia instalacji takich jak dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, dedykowane instalacje spalania biomasy, instalacje termicznego przekształcania odpadów czy układy hybrydowe. Dodatkowo należy zaznaczyć, że trwają obecnie prace i rozmowy w sprawie przepisów dotyczących tzw. cable poolingu, które mają również rozwiązać kwestie współdzielenia przyłącza przez różne instalacje. Odnośnie korzystania ze wsparcia operacyjnego przez instalacje wykorzystujące biomasę, takie jak DISW, DISB i ITPO, to należy

			Uzasadnienie: W przypadku obecnie funkcjonujących instalacji OZE, korzystających z systemu świadectw pochodzenia, nie ma obowiązku posiadania wyodrębnionego zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji. W takim przypadku racjonalnym wydaje się wykorzystanie obecnej infrastruktury służącej do wyprowadzenia mocy. Wówczas na „jednym przyłączu" mogłyby funkcjonować instalacja OZE biomasowa (korzystająca ze wsparcia OZE) i jednostki konwencjonalne (korzystające ze wsparcia CHP). Obecnie takie rozwiązanie przewiduje ustawa CHP i rozporządzenie wydane na podstawie art. 58 tej ustawy, co pozwala precyzyjnie określić ilość wsparcia CHP dla każdej jednostki kogeneracji. Zasadna jest przyjęcie analogicznych rozwiązań dla instalacji wykorzystujących biomasę (DISW, DISB i ITPO). W przypadku rozliczania takich jednostek można zastosować rozwiązanie z ustawy CHP, które także jest uregulowane w art. 93 ust. 12 Ustawy (metoda pośrednia). Jednocześnie, zgodnie z założeniami projektu, proponujemy rozszerzenie katalogu jednostek o jednostki wykorzystujące biometan.	podkreślić, że projekt zawiera takie rozwiązanie. W zakresie współspalania wyłączone ze wsparcia są za to instalacje spalania wielopaliwowego. Projektodawca dla usunięcia wątpliwości definicyjnych zdecydował się na usunięcie katalogu paliwowo-technologicznego z art. 83b ust. 1 i pozostawienie ograniczenia potencjalnie wspieranych technologii wyłącznie przez koszyki aukcyjne wskazane w art. 83g ust. 4.
477.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83b – 82 l	PIGEOR	Proponujemy odejście od przeprowadzania co roku aukcji na ustalenie ceny energii w ranach wsparcia operacyjnego dla instalacji na rzecz waloryzacji ceny z pierwszej wygranej aukcji dla wsparcia operacyjnego.	**Uwaga wyjaśniona** Zgodnie z akapitem 122 Komunikatu Komisji Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r (C/2022/481) w przypadku gdy pomoc jest wymagana przede wszystkim do pokrycia kosztów krótkoterminowych, które mogą być zmienne, takich jak koszty paliwa z biomasy lub koszty energii

	ustawy OZE)		**Uzasadnienie:** Przeprowadzanie co roku aukcji dla wytwórców uczestniczących w systemie wsparcia operacyjnego niepotrzebnie skomplikuje cały proces i podniesie koszty jego utrzymania. Koszty operacyjne w znaczącej większości podążają za wzrostem inflacyjnym więc przyjęcie współczynnika waloryzacji do ceny uzyskanej w pierwszej wygranej aukcji jest jak najbardziej odpowiedni i daje również inwestorom możliwość przewidywania dalszej opłacalności prowadzenie eksploatacji instalacji wytwórczej OZE objętej tym wsparciem.	elektrycznej, i jest wypłacana przez ponad rok, państwa członkowskie powinny potwierdzić, że koszty produkcji, na których opiera się kwota pomocy, będą monitorowane, a kwota pomocy będzie aktualizowana co najmniej raz w roku. Brak corocznej weryfikacji kosztów byłby niezgodny ze wskazanym powyżej przepisem Komunikatu Komisji.
478.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83b 83l ustawy OZE)	Tauron Polska Energia	Niejasnym, naszym zdaniem, pozostaje kwestia ewentualnego pomniejszenia ceny zawartej w ofercie, złożonej w aukcji o wsparcie operacyjne, o uzyskaną pomoc publiczną, w odniesieniu do instalacji (na jej modernizację/ rozbudowę/przebudowę), która ma być przedmiotem tego wsparcia. W celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, wskazujemy na potrzebę jednoznacznego odniesienia się do ww. zagadnienia przez projektodawcę.	**Uwaga wyjaśniona** Wysokość wsparcia operacyjnego nie jest kalkulowana z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych, dlatego nie zaistnieje sytuacja podwójnego finansowania tych samych kosztów z różnych instrumentów.
479.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83b – 83 l ustawy OZE)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** po art. 83a dodaje się art. 83b ¬¬ 83l w brzmieniu: „83b. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej, dla której upłynął okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5, w art. 48 ust.	**Uwaga nieprzyjęta** Projektodawca dla usunięcia wątpliwości definicyjnych zdecydował się na usunięcie katalogu paliwowo-technologicznego z art. 83b ust. 1 i pozostawienie ograniczenia potencjalnie wspieranych technologii wyłącznie przez koszyki aukcyjne wskazane w art. 83g ust. 4.

			3 lub 70f ust. 4 lub w art. 77 ust. 1, wykorzystującej do wytworzenia energii: 1) biogaz rolniczy, albo 2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo 3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo, albo 4) biogaz inny niż określony w pkt. 1 3, albo 5) hydroenergię, albo 6) biomasę, – może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne. **Uzasadnienie:** Uwaga redakcyjna.	
480.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83b – 82 l ustawy OZE)	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	Art. 1 pkt 65 po art. 83a dodaje się art. 83b ¬¬ 83l w brzmieniu: „83b. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej, dla której upłynął okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5, w art. 48 ust. 3 lub 70f ust. 4 lub w art. 77 ust. 1, wykorzystującej do wytworzenia energii: 1) biogaz rolniczy, albo 2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo 3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo 4) biogaz inny niż określony w pkt. 1 3, 5) hydroenergię, 6) biomasę – może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne. po art. 83a dodaje się art. 83b ¬¬ 83l w brzmieniu:	**Uwaga nieprzyjęta** Projektodawca dla usunięcia wątpliwości definicyjnych zdecydował się na usunięcie katalogu paliwowo-technologicznego z art. 83b ust. 1 i pozostawienie ograniczenia potencjalnie wspieranych technologii wyłącznie przez koszyki aukcyjne wskazane w art. 83g ust. 4.

			„83b. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej, dla której upłynął okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5, w art. 48 ust. 3 lub 70f ust. 4 lub w art. 77 ust. 1, wykorzystującej do wytworzenia energii: 1) biogaz rolniczy, albo 2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo 3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo, albo 4) biogaz inny niż określony w pkt. 1 3, albo 5) hydroenergię, albo 6) biomasę, – może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne.	
481.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83c ust. 1 ustawy OZE)	PIGEOR	Proponujemy wykreślenie daty złożenia deklaracji o przystąpieniu do aukcji: „1. Energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii wytworzona oddzielnie w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 83d ust. 5, może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne przez wytwórców, którzy złożyli: 1) deklarację o przystąpieniu do aukcji na wsparcie operacyjne ~~w terminie do dnia 31 grudnia 2030 r.~~ oraz uzyskali potwierdzenie, o którym mowa w art. 71 ust. 4 albo	**Uwaga wyjaśniona** System wsparcia operacyjnego był planowany dla instalacji OZE o kosztach operacyjnych przewyższających przychody ze sprzedaży rynkowej energii elektrycznej dla instalacji wychodzących z systemów wsparcia takich jak świadectwa pochodzenia czy obowiązek zakupu. Ustawodawca po analizie sytuacji rynkowej i obserwacji wysokich cen energii na Towarowej Giełdzie Energii (ponad 1100 zł/MWh w maju 2022 r w przypadku kontraktu BASE_Y-23) zdecydował się zawiesić wejście w życie przepisów dotyczących operacyjnego systemu wsparcia do 1 lipca 2025 r.

			2) oświadczenie, o którym mowa w art. 83b ust. 2 pkt 2.” Uzasadnienie: W zapisie tym zostało ograniczone prawo do wsparcia operacyjnego po okresie wsparcia dla instalacji które wytworzyły po raz pierwszy energię elektryczną przed 31.12.2015r, dla instalacji uruchomionych po tym okresie zgodnie z zaproponowanym przepisem prawo wsparcia operacyjnego nie przysługuje – proponujemy objąć systemem wsparcia operacyjnego wszystkie instalacje wymienione w art. 83b ust.1 - również te, które wyprodukowały pierwszą energię elektryczną po 1.01.2016r.	Należy nadmienić, że sytuacja rynkowa będzie stale monitorowana, a kwestia daty wejścia w życie przepisów, jak również terminów w nich zawartych będzie podlegała konsultacjom i uzgodnieniom przed zakończeniem ustanowionego vacatio legis.
482.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83c ust. 3 ustawa OZE)	Narodowe Centrum Badań i Rozwoju	**Propozycja:** 7) krajowy plan na rzecz energii i klimatu, realizację krajowych i unijnych celów strategicznych oraz bezpieczeństwo energetyczne kraju. **Uzasadnienie:** Realizacja planów krajowych i unijnych oraz priorytetyzacja w zakresie ochrony klimatu powinny być brane pod uwagę.	**Uwaga wyjaśniona** Pkt 1 wskazuje, że przy ustalaniu maksymalnej ilości i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji, RM bierze pod uwagę „politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział energii i paliw wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie”. Co do zasady, krajowym plan jest spójny z polityką energetyczną państwa, dlatego nie ma potrzeby wpisywania dodatkowego punktu przywołującego KPEiK. Element bezpieczeństwa energetycznego jest wskazany w ust.2.
483.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83d ust. 3 pkt 2 ustawy OZE)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** W treści dodanego art. 83d ust. 3 proponuje się usunąć pkt 2. **Uzasadnienie:** Propozycja dostosowania treści przepisu dla uzyskania spójności z ogólną uwagą dotyczącą	**Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy Obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego art. 60a ust. 2 uOZE został zawieszony na okres od 1 lipca 2022 r. do 31.12.2022 r. na mocy ustawy o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2022 poz. 1383).

			usunięcia z ustawy o OZE obowiązku dochowania udziału biomasy rolniczej	
484.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83d ust. 3 pkt 2 ustawy OZE)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** Do usunięcia **Uzasadnienie:** W nawiązaniu do uzasadnienia wskazanego w uwadze do art. 60 a OZE.	**Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy Obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego art. 60a ust. 2 uOZE został zawieszony na okres od 1 lipca 2022 r. do 31.12.2022 r. na mocy ustawy o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2022 poz. 1383).
485.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83d ust. 3 pkt 2 ustawy OZE)	SPEO	W nawiązaniu do art. 60 a OZE wnioskujemy o usunięcie tego punktu.	**Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy Obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego art. 60a ust. 2 uOZE został zawieszony na okres od 1 lipca 2022 r. do 31.12.2022 r. na mocy ustawy o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2022 poz. 1383).
486.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83g ust. 4 pkt 25 ustawy OZE)	PGE	25) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW ~~**i nie większej niż 5 MW**~~, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej. Uzasadnienie: Zgodnie z treścią uzasadnienia do projektu ustawy istnieją 782 obiekty posiadające koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej z wody. Z tego zdecydowana większość (767 obiektów) zaliczana jest do tzw. małej energetyki wodnej (instalacje o mocy do 5 MW). Jedynie 15 instalacji charakteryzuje się mocą zainstalowaną większą niż 5 MW. Poszerzenie katalogu potencjalnych odbiorców wsparcia o jednostki o mocy powyżej 5 MW nie spowoduje nadmiernego obciążenia administracyjnego.	**Uwaga nieprzyjęta** Podejście projektodawcy w zakresie systemu wsparcia operacyjnego oraz dla instalacji zmodernizowanych jest spójne z przyjętym podejściem w zakresie systemu świadectw pochodzenia, w którym hydroelektrownie o mocy zainstalowanej większej niż 5 MW nie otrzymują wsparcia od końca 2015 roku. Dodatkowo, duże elektrownie wodne są aktywnymi uczestnikami systemu wsparcia realizowanego przez rynek mocy. W pierwszych sześciu aukcjach na tym rynku zakontraktowano ponad 1,1 GW mocy w elektrowniach wodnych.

			Dodatkowo modernizacje te nie przyczynią się do nadmiernego zwiększenia oddziaływania na środowisko – ze względu na to, że dotyczą istniejących obiektów, a sama modernizacja dotyczyć będzie części energetycznej obiektu. Poprzez analogię dla innych technologii (biogaz, biomasa) należy zatem znieść ograniczenie wsparcia ze względu na moc zainstalowaną dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego dla elektrowni wodnych.	
487.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83g ust. 5 ustawy OZE)	PGE	5. Minister właściwy do spraw klimatu ~~**co najmniej**~~ raz w roku, przed terminem, o którym mowa w ust. 1, przeprowadza analizę kosztów wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w ust. 3 Uzasadnienie: Nie jest jasny cel kilkukrotnej w ciągu roku analizy operacyjnych kosztów wytworzenia energii w instalacji OZE, jeśli tylko ostatnia z nich będzie stanowiła podstawę określenia ceny referencyjnej na kolejny rok. Obecne brzmienie może także sugerować dążenie do docelowej zmiany wysokości już przyznanego na dany rok wsparcia w wyniku kolejnych analiz.	**Uwaga przyjęta** Zaproponowano brzmienie przepisu uściślające jednokrotność analizy kosztów.
488.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (art. 83g ust. 4 pkt 21, art. 83h ust. 3 pkt 6	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** W art. 83g ust. 4 pkt 21, oraz w art. 83h ust. 3 pkt 6 pkt 1 lit a tiret trzecie, litera b i d oświadczenia, oraz w art. 83k uzupełnić treść o zwrot „instalacji spalania wielopaliwowego”. **Uzasadnienie:** Postulujemy dopuszczenie instalacji spalania wielopaliwowego (ISW) do udziału w aukcjach na	**Uwaga nieprzyjęta** Podejście projektodawcy do instalacji spalania wielopaliwowego pozostaje stałe i zasadza się skierowaniu wsparcia do instalacji wykorzystujących biomasę w znaczącym stopniu, a więc dedykowanych instalacji spalania biomasy, układów hybrydowych dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego, a także instalacji termicznego przekształcania odpadów.

	pkt 1 lit a tiret trzecie litera b i d, oraz w art. 83k ustawy o OZE)		wsparcie operacyjne. W polskim systemie wciąż funkcjonuje kilka tego typu instalacji, które generują relatywnie duże ilości energii elektrycznej z OZE, cechującej się bardzo dużą stabilnością produkcji (w odróżnieniu do instalacji wiatrowych czy PV). Część ISW, które zakończyły już swój 15 letni okres wsparcia i obecnie nie spalają biomasy nadal mogłoby ją spalać zapewniając dodatkową ilość energii elektrycznej i ciepła z OZE. Należy zauważyć, że istotnie zmienia się otoczenie regulacyjne i po wejściu w życie przedmiotowej nowelizacji nie będzie możliwości spalania biomasy niespełniającej kryteriów zrównoważonego rozwoju, a więc nie ma już ryzyka, że tego typu instalacje „spalą polskie lasy", co było jedną z przesłanek wprowadzenia ograniczeń dla ISW. Nie ma także ryzyka otrzymania nadwsparcia przez przedsiębiorstwa eksploatujące ISW ponieważ są to instalacje zamortyzowane, a aukcje na wsparcie operacyjne mają z założenia pokrywać wyłącznie różnicę w kosztach zakupu biomasy droższej od paliw kopalnych, natomiast aukcje będą organizowane co roku po wykonaniu przez ministerstwo analizy kosztów ich funkcjonowania.	Ma to doprowadzić do jak najwyższych poziomów produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Instalacje spalania wielopaliwowego mogą przejść modernizację oraz po konwersji na dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, czy dedykowane instalacje spalania biomasy uzyskać prawo do wsparcia dla instalacji zmodernizowanych.
489.	Dodanie art. 92 ust. 1a oraz w konsekwencji zmiana art. 79 ustawy OZE	ZRSA	ZRSA proponuje po art. 92 ust. 1 Ustawy OZE wprowadzić zmianę polegającą na dodaniu ust. 1a w art. 92 o treści: *„1a. Wytwórca, o którym mowa w ust. 1 może dokonać sprzedaży energii elektrycznej w ramach wypełnienia oferty aukcyjnej, wybranemu podmiotowi. Wybranym podmiotem, może być także sprzedawca zobowiązany pod warunkiem, że dokonuje zakupu energii elektrycznej na zasadach innych niż określone w ust. 1."*	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu aukcyjnego będą mogli sprzedawać energię elektryczną do wybranego sprzedawcy, a nie jak dotąd wyłącznie do sprzedawcy zobowiązanego. Przedmiotowe przepisy zostały zaadresowane w: - art. 79 ust. 3 pkt 4, ust. 10, 11, 11a i 12, - art. 82 ust. 1a, - art. 83 ust. 1a, - art. 92 ust. 1a, 5, 9 i 11,

			Ponadto ZRSA w celu zapewnienia spójności Ustawy OZE proponuje: pkt 4 ust. 3 w art. 79 nadać brzmienie: „4) wskazanie **wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a** albo sprzedawcy zobowiązanego, na którego obszarze działania zlokalizowana będzie ta instalacja - w przypadku, gdy energia elektryczna będzie wytwarzana w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW zlokalizowanych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej;w przypadku braku takiego sprzedawcy wytwórca wskazuje sprzedawcę zobowiązanego wyznaczonego na obszarze działania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego;” oraz po ust. 9 dodać ust. 9a w brzmieniu: „9a. Dopuszczalne jest dokonywanie aktualizacji oferty, która wygrała aukcję, w zakresie wskazania sprzedawcy zobowiązanego lub wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a, ze skutkiem na koniec kwartału następującego po kwartale, w którym złożono aktualizację oferty. Aktualizacja oferty następuje przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia wytwórcy zawierającego informacje, o których mowa w ust. 9a.” a także zmienić ust. 11 i 12 nadając im brzmienie: „11. W przypadku gdy aktualizacja oferty, **o której mowa w ust. 9** dokonana przez wytwórcę nie spełnia warunków określonych w ust. 9 lub została złożona po terminie, o którym mowa w ust. 10, oferta nie podlega aktualizacji.	- art. 93 ust. 2, 9 i 12 oraz - art. 94 ust. 1.

			12. O dokonaniu aktualizacji oferty zgodnie z ust. 9 i 10 **albo ust. 9a** Prezes URE informuje wytwórcę, sprzedawcę zobowiązanego oraz operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie 21 dni od dnia otrzymania oświadczenia wytwórcy." **Uzasadnienie** Aktualne brzmienie art. 92 ust. 1 Ustawy OZE to: *„Sprzedawca zobowiązany dokonuje zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wprowadzonej do sieci i sprzedanej, od wytwórcy tej energii, który:* *1) wygrał aukcję rozstrzygniętą nie później niż w terminie do dnia 31 grudnia 2021 r., po cenie skorygowanej, o której mowa w art. 39 ust. 5 albo 7, oraz wyłącznie w ilości nie większej niż określona przez danego wytwórcę w złożonej przez niego ofercie, o której mowa w art. 79, dla okresów, o których mowa w art. 83 ust. 2, a po wydaniu pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym - wygrał aukcję rozstrzygniętą nie później niż w terminie do dnia 31 grudnia 2027 r., albo* *2) uzyskał zaświadczenie Prezesa URE o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, o którym mowa w art. 70b ust. 8, po cenie skorygowanej, o której mowa w art. 39a ust. 5 albo 7, nie później niż w terminie do dnia 30 czerwca 2024 r., a po wydaniu pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym, nie później niż w terminie do dnia 31 grudnia 2027 r."*	

			ZRSA postuluje uzupełnienie o nowe regulacje art. 92 ust. 1 Ustawy OZE dotyczącego systemu aukcyjnego (a w konsekwencji także zmiany art. 79 ust. w zakresie oferty aukcyjnej) o analogiczne regulacje przewidziane w art. 70a Ustawy OZE. Obecne brzmienie art. 92 ust. 1 Ustawy OZE zakłada, że wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu aukcyjnego mogą sprzedawać energię elektryczną jedynie do sprzedawcy zobowiązanego i obejmuje to całą wytworzoną w danym miesiącu ilość energii elektrycznej aż do wyczerpania ilości energii elektrycznej wynikającej z oferty aukcyjnej w ramach okresu trzyletniego. Nie pozwala to na wybór rozwiązania bardziej elastycznego i swobodnego decydowania przez wytwórcę jak zrealizować ofertę aukcyjną. Pewne uprawnienie wytwórcy do korzystania ze sprzedawcy zobowiązanego staje się zobowiązaniem, co niekoniecznie musi być intencją Ustawy OZE. Odmienne regulacje stosuje się wobec wytwórcy w ramach systemu aukcyjnego posiadającego instalację odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW oraz wytwórcy w ramach sytemu zaświadczeń, o którym mowa w art. 70a – 70f Ustawy OZE. W ocenie ZRSA regulacje pozwalające na wybór podmiotu, któremu zostanie sprzedana energia elektryczna powinny być analogicznie stosowane również w stosunku do wytwórców posiadających instalacje odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, sprzedających energię elektryczną w ramach systemu aukcyjnego.	

490.	Dodanie art. 92 ust. 14a ustawy OZE	ZRSA	ZRSA proponuje w art. 92 Ustawy OZE wprowadzić zmianę polegającą na dodaniu ust. 14 a w art. 92 Ustawy OZE o treści: *„14a. W przypadku, gdy wynik działania, o którym mowa w ust. 14 będzie ujemny w danej dobie lub w danych okresach rozliczeniowych, należy ten ujemny wynik rozliczyć w kolejnych dobach lub okresach rozliczeniowych, aż do całkowitego zbilansowania ujemnego wyniku z wynikiem dodatnim obliczonym w kolejnych dobach lub okresach rozliczeniowych."* **Uzasadnienie** Aktualne brzmienie art. 92 ust. 14 Ustawy OZE ma następującą treść: *„Jeżeli instalacja odnawialnego źródła energii lub hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii obejmuje magazyn energii elektrycznej, ilość energii elektrycznej, o której mowa w ust. 11, oblicza się jako różnicę pomiędzy ilością energii elektrycznej wprowadzonej do sieci z tej instalacji a ilością energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej, będący częścią tej instalacji, skorygowaną współczynnikiem sprawności magazynu energii elektrycznej."* Analizowany przepis Ustawy OZE jest precyzyjny, jasny i zrozumiały w sytuacji, gdy ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci z instalacji odnawialnego źródła energii, której częścią jest magazyn energii elektrycznej jest większa niż ilość energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej w ujęciu dobowym lub danym okresie rozliczeniowym. W ocenie ZRSA problem z rozliczeniem wystąpi w sytuacji odwrotnej tj. gdy magazyn energii	**Uwaga przyjęta** Zmiana została wprowadzona zgodnie z przedstawioną propozycją.

			elektrycznej pobierze więcej energii elektrycznej z sieci niż instalacja odnawialnego źródła energii wprowadzi energii elektrycznej do sieci z tej instalacji w danym okresie rozliczeniowym. W tej sytuacji obliczona ilość energii z instalacji odnawialnego źródła energii będzie ujemna. Nie ma w Ustawie OZE żadnych regulacji, które pozwalałyby na rozliczanie tej ujemnej ilości energii elektrycznej, obliczonej na podstawie art. 92 ust. 14 Ustawy OZE, w kolejnych dobach lub okresach rozliczeniowych. Analizując możliwość zaistnienia opisanej sytuacji ZRSA wzięło pod uwagę dwa warianty. W pierwszej kolejności założono, że ujemna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w danym okresie rozliczeniowym nie będzie rozliczana w kolejnych dobach lub okresach rozliczeniowych. Analiza tej hipotezy doprowadziła do wniosku, że w takiej sytuacji nieuprawnione wsparcie uzyska energia pobrana z sieci, a więc tzw. „energia czarna", co jest sprzeczne z celem Ustawy OZE i racjonalnym podejściem ustawodawcy. Powyższe wnioski, doprowadziły do analizy założeń drugiej hipotezy. W drugim wariancie założono, że ujemna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w ujęciu dobowym lub danym okresie rozliczeniowym będzie rozliczana z dodatnią ilością energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w następnych dobach lub kolejnych okresach rozliczeniowych, aż do całkowitego jej rozliczenia. W przypadku tego wariantu nie dojdzie do nieuprawnionego wsparcia energii elektrycznej pobranej z sieci (tzw. „czarnej energii") z uwagi na całkowite rozliczenie tej energii elektrycznej	

			pobranej z sieci w następnych dobach lub kolejnych okresach rozliczeniowych z energią elektryczną wytworzoną z instalacji odnawialnego źródła energii w tych kolejnych dobach lub okresach rozliczeniowych. Rozliczanie dobowe różnicy energii wprowadzonej do sieci z instalacji z pobraną z sieci na magazyn wynika z mechanizmu obliczania ujemnego salda odnoszącego się do dziennych indeksów TGEbase. ZRSA skłania się ku drugiemu przedstawionemu wariantowi i rozliczaniu wytwórców w sposób przedstawiony w tym wariancie. Stosowanie wariantu pierwszego, w ocenie Spółki byłoby sprzeczne z Ustawą OZE, jej ratio legis, prowadząc do obejmowania energii z sieci wsparciem przewidzianym dla energii wytwarzanej w instalacji oze. Problem jednak polega na tym, że w ustawie OZE nie ma wyraźniej podstawy prawnej do rozliczania ujemnej ilości energii elektrycznej obliczonej na podstawie art. 92 ust. 14 Ustawy OZE w kolejnych dobach lub okresach rozliczeniowych. ZRSA przewiduje, że mogą wystąpić praktyczne problemy z rozliczeniami instalacji odnawialnych źródeł energii, których częścią jest magazyn energii elektrycznej, problemy interpretacyjne przepisu art. 92 ust. 14 Ustawy OZE, a także spory z wytwórcami w zakresie prawidłowości dokonanych obliczeń i rozliczenia energii elektrycznej oraz udzielonego wsparcia. Stąd propozycja dodania ust. 14a, co pozwoli uniknąć wątpliwości prawnych i możliwych sporów na tym tle.	
491.	Zmiana art. 92 Ustawa OZE	Towarzystwo Rozwoju Ma-	**Propozycja**: Ciąg dalszy propozycji, aby w systemie aukcyjnym wytwórcom w instalacjach o mocy poniżej 500 kW dodać opcję wyboru sprzedaży energii albo	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu

		łych Elek-trowni Wodnych (TRMEW)	sprzedawcy zobowiązanemu albo dowolnemu podmiotowi. Propozycja brzmienia przepisu art. 92 ust. 5 i 11: W art. 92: a) w ust. 5 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: 5. Wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej zgodnie z art. 73 ust. 2 w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, a także wytwórcy, o którym mowa w art. 70b ust. 9 pkt 2 lub w art. 82 ust. 1a pkt 2, który: b) ust. 11 otrzymuje brzmienie: 11. Ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii wprowadzonej do sieci, którą jest obowiązany: 1) zakupić sprzedawca zobowiązany, w przypadku wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, z wyjątkiem wytwórcy wymienionego w art. 70b ust. 9 pkt 2 oraz w art. 82 ust. 1a pkt 2, 2) rozliczyć z operatorem rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w przypadku wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy	aukcyjnego będą mogli sprzedawać energię elektryczną do wybranego sprzedawcy, a nie jak dotąd wyłącznie do sprzedawcy zobowiązanego. Przedmiotowe przepisy zostały zaadresowane w: - art. 79 ust. 3 pkt 4, ust. 10, 11, 11a i 12, - art. 82 ust. 1a, - art. 83 ust. 1a, - art. 92 ust. 1a, 5, 9 i 11, - art. 93 ust. 2, 9 i 12 oraz - art. 94 ust. 1.

			zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW lub w przypadku wytwórcy, o którym mowa w art. 82 ust. 1a pkt 2 lub w przypadku wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70b ust. 9 pkt 2 lub w art. 70g lub w art. 83b ust. 1, **Uzasadnienie:** Możliwość dokonywania przez wytwórcę w instalacji o mocy do 500 kW wyboru sprzedaży albo do sprzedawcy zobowiązanego albo do dowolnego podmiotu (w tym drugim przypadku wraz z prawem do rozliczania ujemnego salda) jest analogiczna do rozwiązań w systemie FIT/FIP i w tamtym systemie dobrze się sprawdza. Jest korzystna dla wytwórców, którzy mają możliwość zdobywania doświadczeń poprzez uczestniczenie w konkurencyjnym rynku sprzedaży energii.	
492.	Art. 1 pkt 71 projektu ustawy (Art. 93 ustawy OZE)	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW)	**Propozycja**: Ciąg dalszy propozycji, aby w systemie aukcyjnym wytwórcom w instalacjach o mocy poniżej 500 kW dodać opcję wyboru sprzedaży energii albo sprzedawcy zobowiązanemu albo dowolnemu podmiotowi. Propozycja brzmienia przepisu art. 93 ust. 2, 9 i 12: W art. 93: a) w ust. 2 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „2. Wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu aukcyjnego będą mogli sprzedawać energię elektryczną do wybranego sprzedawcy, a nie jak dotąd wyłącznie do sprzedawcy zobowiązanego. Przedmiotowe przepisy zostały zaadresowane w: - art. 79 ust. 3 pkt 4, ust. 10, 11, 11a i 12, - art. 82 ust. 1a, - art. 83 ust. 1a, - art. 92 ust. 1a, 5, 9 i 11, - art. 93 ust. 2, 9 i 12 oraz - art. 94 ust. 1.

			zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW oraz wytwórca, o którym mowa w art. 82 ust. 1a pkt 2, w celu sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 77 ust. 3 oraz wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70a ust. 2, art. 70b ust. 9 pkt 2, art. 70g i art. 83b ust. 1, w celu sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie określonym odpowiednio w art. 70f, art. 70j ust. 3 i w roku, którego dotyczą przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 83g ust. 1, jest obowiązany do: b) w ust. 9 i w ust. 12 po wyrazach „lub art. 70b ust. 9 pkt 2” dodaje się wyrazy „lub art. 70g lub art. 82 ust. 1a pkt 2 lub w art. 83b ust. 1”; **Uzasadnienie:** Możliwość dokonywania przez wytwórcę w instalacji o mocy do 500 kW wyboru sprzedaży albo do sprzedawcy zobowiązanego albo do dowolnego podmiotu (w tym drugim przypadku wraz z prawem do rozliczania ujemnego salda) jest analogiczna do rozwiązań w systemie FIT/FIP i w tamtym systemie dobrze się sprawdza. Jest korzystna dla wytwórców, którzy mają możliwość zdobywania doświadczeń poprzez uczestniczenie w konkurencyjnym rynku sprzedaży energii.	
493.	Art. 1. pkt 71 projektu ustawy (art. 93	PIGEOR	Proponujemy odejście od ustalania co roku ceny energii dla wsparcia operacyjnego na rzecz waloryzacji ceny obowiązującej w dacie otrzymania wsparcia operacyjnego poprzez wprowadzenie następujących zmian:	**Uwaga wyjaśniona** Zgodnie z akapitem 122 Komunikatu Komisji Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r (C/2022/481) w przypadku gdy pomoc jest wymagana

	ust. 2 pkt 3 ustawy OZE)		3) przekazywania operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie 15 dni po zakończeniu miesiąca, sprawozdania miesięcznego zawierającego informacje, o których mowa w pkt 1 i 2, oraz wniosku o pokrycie ujemnego salda, obliczonego na podstawie różnicy między wartością sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt 1, obliczoną zgodnie z pkt 2, a wartością tej energii elektrycznej ustaloną na podstawie: a) ceny zawartej w ofercie, o której mowa w art. 79, która wygrała aukcję, skorygowanej zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7, wykazanej w sprawozdaniu, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10, oraz z uwzględnieniem ust. 4 i 6, albo b) ceny zawartej w ofercie, o której mowa w art. 83h, która wygrała aukcję na wsparcie operacyjne, wykazanej w sprawozdaniu, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10, oraz z uwzględnieniem ust. 4 i 6, albo c) ceny zakupu obliczonej zgodnie z art. 39a ust. 5 z uwzględnieniem art. 39a ust. 7 albo d) ceny, o której mowa w art. 70j z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10”; Uzasadnienie: Przeprowadzanie co roku aukcji dla wytwórców uczestniczących w systemie wsparcia operacyjnego niepotrzebnie skomplikuje cały proces i podniesie koszty jego utrzymania. Koszty operacyjne w znaczącej większości podążają za wzrostem inflacyjnym więc przyjęcie współczynnika waloryzacji do ceny uzyskanej w pierwszej wygranej aukcji jest jak najbardziej odpowiedni i daje również inwestorom możliwość przewidywania dalszej opłacalności prowadzenie eksploatacji	przede wszystkim do pokrycia kosztów krótkoterminowych, które mogą być zmienne, takich jak koszty paliwa z biomasy lub koszty energii elektrycznej, i jest wypłacana przez ponad rok, państwa członkowskie powinny potwierdzić, że koszty produkcji, na których opiera się kwota pomocy, będą monitorowane, a kwota pomocy będzie aktualizowana co najmniej raz w roku. Brak corocznej weryfikacji kosztów byłby niezgodny ze wskazanym powyżej przepisem Komunikatu Komisji.

			instalacji wytwórczej OZE objętej tym wsparciem Argumentacja ta dotyczy również instalacji o których mowa w art. 70g ust.1 (do 1 MW) – które w roku zgłoszenia instalacji do systemu wsparcia operacyjnego uzyskały stałą cenę w tym roku – która następnie powinna być waloryzowana wskaźnikiem inflacji w kolejnych latach.	
494.	Art.1 pkt 71lit. b Projektu ustawy (art. 93 ust. 12 ustawy OZE)	ZRSA	Spółka proponuje nadanie art. 93 ust. 12 nowego brzmienia: *„Dodatnie saldo obliczone zgodnie z ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3, które z uwzględnieniem ust. 11 nie zostało całkowicie rozliczone do końca danego okresu każdych pełnych trzech lat kalendarzowych, o których mowa w art. 83 ust. 2* ***oraz pozostałe na koniec okresu określonego zgodnie z art. 77 ust. 1–3, lub w okresie określonym w art. 70f ust.1, lub w okresie określonym w art. 70f ust.3, lub w okresie określonym w art. 70j ust.3, lub okresie określonym w art. 83e ust 2*** *jest zwracane operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, przez sprzedawcę zobowiązanego albo wytwórcę energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW albo wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70a ust. 2 lub art. 70b ust. 9 pkt 2* ***lub art. 70g lub w art. 83b ust. 1****, w terminie 6 miesięcy od zakończenia danego okresu.”* **Uzasadnienie** Zmiany w art. 93 ust. 12, który wejdzie w życie z dniem 16 października 2022 r., ma na celu uwzględnienie okresów wsparcia liczonych w latach a niepodzielnych przez 3. Pierwszym przypadkiem	**Uwaga przyjęta** W brzmieniu przepisu wprowadzono stosowne zmiany oddające intencję projektodawcy.

			jest projektowana w tej nowelizacji ustawy pomoc operacyjna, która ma obowiązywać przez rok. Po tym roku uzasadnione jest rozliczenie ewentualnego dodatniego salda. Także pomoc dla modernizowanych jednostek, uzależniona od skali modernizacji może trwać 7-10 lat. Możliwość rozliczenia wsparcia także po ostatnim krótszym niż 3 lata okresie powinna być oczywista i jednoznacznie wynikająca z zapisów ustawy. Mając na uwadze powyżej przedstawioną argumentację, ZRSA postuluje wprowadzenie opisanych zmian w Ustawie OZE.	
495.	Dodanie nowego art. 97a ustawy OZE	PIPC Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii Forum Odbiorców Energii i Gazu	Obciążenie opłatą OZE energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii jest sprzeczne z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom. Dodanie art. 97a o treści:	**Uwaga nieprzyjęta** Postulat poza zakresem projektu UC99. W przypadku linii bezpośredniej jako remedium na poprawę sytuacji sieciowej uwagi te wychodzą poza zakres projektu. Niemniej należy podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.

			Opłaty OZE oraz opłaty, o której mowa w art. 97 ust. 3, nie pobiera się od ilości pobranej i zużytej energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii**,** dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120. Forum Odbiorców Energii i Gazu: Dodanie art. 97^1 o treści: *Opłaty OZE oraz opłaty, o której mowa w art. 97 ust. 3, nie pobiera się od ilości pobranej i zużytej energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii**,** dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120.*	
496.	Art. 1 pkt 74 projektu ustawy (Art. 116 ustawy OZE)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** „2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.”;” **Uzasadnienie:** W obecnym porządku prawnym z obowiązku zakupu ciepła z OZE zwolnione są przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy Prawo energetyczne. O ile w pełni popieramy rozszerzenie przedmiotowe tego przepisu (również o obowiązek przyłączenia instalacji OZE do sieci ciepłowniczej będącej częścią takiego	**Uwaga nieprzyjęta** Konstrukcja zaproponowanego przepisu stanowi, że obowiązek zakupu ciepła z OZE nie dotyczy systemów, które posiadają połowę ciepła z OZE lub ciepła odpadowego (art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne). Udział w systemie 75% ciepła z kogeneracji nie może być powodem do zwolnienia z obowiązku zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii ze względu na paliwa kopalne, które jeszcze w znacznej mierze stosuje się w kogeneracji. Przepis powinien umożliwiać zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, a nie blokować dostęp źródeł OZE do tego systemu.

			systemu), to niezrozumiałe jest zawężenie zakresu podmiotowego wyłącznie do dwóch z czterech kryteriów umożliwiających uzyskanie statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II umożliwia zwolnienie z ww. obowiązku przedsiębiorstw energetycznych działających w ramach efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego bez względu na spełnione kryterium. Należy również wskazać, że zwolnienie z obowiązku zakupu ciepła z OZE jest jednym z kluczowych przywilejów efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego ułatwiających proces jego transformacji i funkcjonowania, wiele przedsiębiorstw podjęło już działania mające na celu osiągnięcie tego statusu również w oparciu o przepisy art. 7b ust. 4 lit. c i d ustawy Prawo energetyczne, kierując się przepisami dyrektywy RED II, która oczekiwała na implementację do prawodawstwa krajowego, tymczasem już w trakcie prowadzenia procesu inwestycyjnego zakres obowiązku, po przyjęciu przepisów w proponowanym brzmieniu, ulegnie istotnej zmianie. Zmiana ta dodatkowo może zniechęcić inwestorów do realizacji inwestycji w ramach procesu transformacji jednostek wytwórczych zasilających dany system ciepłowniczy, ze względu na brak pewności co do możliwości uzyskania zwrotu z inwestycji.	
497.	Art. 1 pkt 74 projektu ustawy (Art. 116 ustawy OZE)	Śląski Związek Gmin i Powiatów	**Propozycja:** Oczekuje się wprowadzenia w art. 116 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii dodatkowych wyłączeń w ramach obowiązku przyłączania instalacji odnawialnych źródeł energii produkujących ciepło do sieci	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z definicją zawartą w art. 2 pkt 19 ustawy OZE mikroinstalacja jest źródłem OZE, a w odniesieniu do ciepła, które zostało wytworzone kogeneracji i spełnia warunki określone w definicji, ciepło jest objęte

			ciepłowniczej i zakupu energii pochodzącej z tych instalacji analogicznie jak ma to miejsce w przypadku energii elektrycznej w zapisach art. 42 w/w ustawy. Do wyłączeń powinny być zaliczane mikroinstalacje (moc nie większa niż 50kW). **Uzasadnienie:** Wprowadzenie zmiany pozwoli ujednolicić i zrównoważyć zasady i przepisy w ramach różnych nośników energii pochodzącej z odnawialnych źródeł.	obowiązkiem zakupu. Zaproponowane „wyłączenie" uniemożliwiłoby realizację obowiązku zakupu ciepła ze źródeł OZE.
498.	Art. 1 pkt 74 projektu ustawy (Art. 116 ustawy OZE)	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	Wymieniony w projekcie katalog instalacji produkujących ciepło objętych mechanizmem wsparcia, według Forum jest niewystarczający. Nie obejmuje on instalacji wytwarzających ciepło z ciepła odpadowego. Zgodnie z uzasadnieniem projektu nie objęcie obowiązkiem zakupu ciepła wytwarzanego z ciepła odpadowego i przyłączenia instalacji wytwarzających ciepło jest wynikiem implementacji wymogu wynikającego z art. 24 ust. 4 lit. b) dyrektywy RED II. Zdaniem Forum podejście zgodnie z którym wybranie progu średniego rocznego zwiększania udziału OZE w sektorze ogrzewania i chłodzenia wynoszącego 1,3 punktu procentowego, wyklucza wsparcie dla ciepła odpadowego jest nieuzasadnione. Według Forum określenie dwóch wartości w dyrektywie RED II ma na celu rozróżnienie sytuacji państw w których wykorzystuje się ciepło odpadowe oraz w których się tego nie robi. Rozróżnienie ma jedynie na celu wyrównanie poziomu nakładanego przez dyrektywę RED II obowiązku. Rozróżnienie nie implikuje stanowiska, że ciepło odpadowe na	**Uwaga przyjęta** „1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym dokonuje zakupu oferowanego mu ciepła wytworzonego w przyłączonych do tej sieci instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym instalacjach termicznego przekształcania odpadów i ciepła odpadowego, w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa, przyłączonych do tej sieci.",

			gruncie omawianej dyrektywy nie powinno zostać objęte wsparciem. Wręcz przeciwnie, jednym z założeniem dyrektywy RED II jest zwiększenie udziału ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w zużyciu energii (motyw 49 preambuły do dyrektywy RED II). Zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej („dyrektywa o efektywności") w sytuacji gdy w systemie ciepłowniczym do produkcji ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej 50 % ciepła odpadowego to możemy mówić o „efektywnym systemie ciepłowniczym i chłodniczym". Nie tylko dyrektywa RED II oraz dyrektywa o efektywności podkreśla znaczenie ciepła odpadowego. Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. („PEP 2040") za jedno z działań pozwalających na osiągnięcie projektu strategicznego jakim jest „rozwój ciepłownictwa systemowego" wskazuje wykorzystanie ciepła odpadowego. Zgodnie z założeniami PEP 2040 wykorzystanie ciepła stanowiącego odpad z procesów przemysłowych wpływa na osiągnięcie jak najwyższego poziomu efektywności energetycznej. Z uwagi na powyższe nie zrozumiałe dla Forum jest podejście zakładające, że wybranie progu, o którym mowa w art. 23 ust. 1 dyrektywy RED II oznacza wykluczenie wsparcia dla ciepła odpadowego. Zdaniem Forum z uwagi na fakt, że ciepło odpadowe może w znaczny sposób osiągnąć cele klimatyczne, ciepło odpadowe powinno zostać objęte wsparciem na równi z ciepłem wytworzonym z instalacji OZE w tym w instalacjach termicznego przekształcania odpadów.	

			Zmiana brzmienia art. 116 ust. 1 *1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepła lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym dokonuje zakupu oferowanego mu ciepła wytworzonego w przyłączonych do tej sieci źródłach ciepła, będących instalacjami odnawialnych źródeł energii, w tym instalacjami termicznego przekształcania odpadów* ***albo instalacjami ciepła odpadowego****, w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa, przyłączonych do tej sieci.*	
499.	Art. 1 pkt 74 lit. a projektu ustawy (Art. 116 ust 1 ustawy OZE	PGNIG TERMIKA	<u>Propozycja:</u> Zmiana art. 1 pkt 74 Projektu w zakresie, w jaki zmienia art. 116 ust. 1 ustawy o OZE: „*1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym dokonuje zakupu oferowanego mu ciepła wytworzonego w przyłączonych do tej sieci* ~~*źródłach ciepła będących instalacjami odnawialnych źródeł energii*~~ ***instalacjach odnawialnego źródła energii****, w tym instalacjach termicznego przekształcania odpadów, w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa, przyłączonych do tej sieci”.*”. <u>Uzasadnienie:</u> Projekt wprowadzana zmiany w art. 116 ust 1. Ustawy o OZE polegające na wskazaniu, że obowiązek zakupu dotyczy ciepła ze „źródeł ciepła, będących instalacjami odnawialnych źródeł energii”. Takie sformułowanie sprawia, że przedmiotowy obowiązek nie ma zastosowania do instalacji OZE	**Uwaga przyjęta** Uwzględniono wraz z ciepłem odpadowym w brzmieniu: 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub chłodu lub wytwarzaniem ciepła lub chłodu i jego sprzedażą odbiorcom końcowym dokonuje zakupu oferowanego mu ciepła wytworzonego w przyłączonych do tej sieci instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym instalacjach termicznego przekształcania odpadów i ciepła odpadowego, w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa, przyłączonych do tej sieci.”,

			wchodzących w skład źródeł z innymi instalacjami wytwórczymi. Mając powyższe na względzie proponujemy doprecyzowanie wskazujące, że obowiązek odnosi się do instalacji OZE, co pozwoli na objęcie nimi jednostek OZE niezależnie od źródeł ciepła, do których należą.	
500.	Art. 1 pkt 74 lit. a projektu ustawy (Art. 116 ust 1 ustawy OZE)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja**: 74) w art. 116 ust. 1 otrzymuje brzmienie: 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym dokonuje zakupu oferowanego mu ciepła wytworzonego w przyłączonych do tej sieci instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym instalacjach termicznego przekształcania odpadów, w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa, przyłączonych do tej sieci.” **Uzasadnienie:** Nowelizacja zmienia art. 116 uOZE poprzez wskazanie, że obowiązek zakupu dotyczy ciepła ze „źródeł ciepła, będących instalacjami odnawialnych źródeł energii”. W rezultacie obowiązek nie ma zastosowania do instalacji OZE wchodzących w skład źródeł z innymi instalacjami wytwórczymi.	**Uwaga przyjęta**
501.	Art. 1 pkt 74 lit. a projektu ustawy	PGNIG	Zmiana art. 116 ust. 1 Ustawy „„*1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem*	**Uwaga przyjęta**

	(Art. 116 ust 1 ustawy OZE)		*lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym dokonuje zakupu oferowanego mu ciepła wytworzonego w przyłączonych do tej sieci ~~źródłach ciepła będących instalacjami odnawialnych źródeł energii~~* ***instalacjach odnawialnego źródła energii****, w tym instalacjach termicznego przekształcania odpadów, w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa, przyłączonych do tej sieci".* <u>Uzasadnienie:</u> Projekt wprowadza zmiany w art. 116 ust 1 Ustawy polegające na wskazaniu, że obowiązek zakupu dotyczy ciepła ze „źródeł ciepła, będących instalacjami odnawialnych źródeł energii". Takie sformułowanie sprawia, że przedmiotowy obowiązek nie ma zastosowania do instalacji OZE wchodzących w skład źródeł z innymi instalacjami wytwórczymi. Mając powyższe na względzie proponujemy doprecyzowanie wskazujące, że obowiązek odnosi się do instalacji OZE, co pozwoli na objęcie nimi jednostek OZE niezależnie od źródeł ciepła, do których należą.	
502.	Zmiana art. 116 ust 1 ustawy OZE	SPIUG	Art. 116 należałoby uzupełnić przez dodanie jako pkt 1a definicji źródeł ciepła odpadowego: C i e p ł o o d p a d o w e 1. W przypadku wykorzystywania ciepła odpadowego za pośrednictwem pomp ciepła elektrycznych, gazowych lub innych zastosowanie mają odpowiednio numery III.1 i III.2. 2. W przypadku wykorzystywania ciepła odpadowego za pośrednictwem instalacji wentylacji i klimatyzacji z rekuperatorami, regeneratorami, pompami ciepła, magazynami energii ciepła i chłodu,	**Uwaga nieprzyjęta** Kwestie wymogów dotyczących urządzeń grzewczych są zawarte w stosownych aktach prawnych i normach.

			wykorzystywanie jego uznaje się za działania zastępcze zgodnie z § 7 nr 1 lit. a tylko wtedy, gdy a) stopień odzysku ciepła urządzenia wynosi przynajmniej 70% oraz b) współczynnik wydajności, ustalany na podstawie stosunku ciepła wykorzystywanego i pochodzącego z rekuperacji ciepła do zużycia prądu do eksploatacji instalacji wentylacji i klimatyzacji, wynosi przynajmniej 10, co oznacza: 3. W przypadku wykorzystywania ciepła odpadowego za pośrednictwem innych urządzeń, wykorzystywanie ciepła uznaje się za działania zastępcze zgodnie z § 7 nr 1 lit. a tylko wtedy, gdy odbywa się ono zgodnie ze dostępnym osiągnięciami techniki. 4. Dowodem w myśl § 10 ust. 3 jest zaświadczenie rzeczoznawcy a w odniesieniu do numeru 2 również zaświadczenie producenta urządzenia albo instalatora, który zamontował owo urządzenie. Art. 116 należałoby uzupełnić przez dodanie jako pkt 2a definicji źródeł ciepła z OZE: I. E n e r g i a p r o m i e n i o w a n i a s ł o n e c z n e g o 1. O ile energia promieniowania słonecznego wykorzystywana jest dzięki kolektorom słonecznym, kolektorom słonecznym hybrydowym PVT jak i panelom fotowoltaicznym PV* uznaje się: a) procentowy udział minimalny wynikający z § …….. za zrealizowany, jeśli aa) w przypadku budynków mieszkalnych z maksymalnie dwoma mieszkaniami zainstalowane zostaną kolektory słoneczne o powierzchni przynajmniej 0,04 metrów kwadratowych powierzchni apertury na	

			każdy metr kwadratowy powierzchni użytkowej a bb) w przypadku budynków mieszkalnych z ponad dwoma mieszkaniami zainstalowane zostaną kolektory słoneczne o powierzchni przynajmniej 0,03 metrów kwadratowych powierzchni apertury na każdy metr kwadratowy powierzchni użytkowej; Jednostki Samorządu Terytorialnego mogą w tym zakresie ustalić wyższą powierzchnię minimalną, jej wykorzystywanie za spełnienie obowiązku zgodnie z § …….. tylko wtedy, gdy kolektory słoneczne posiadają certyfikat na europejski znak jakości „Solar Keymark" wraz z załącznikiem technicznym lub równoważy certyfikat potwierdzający między innymi przeprowadzenie badań kolektora zgodnie z normą PN-EN 12975-1 „Słoneczne systemy grzewcze i ich elementy—Kolektory słoneczne—Część 1: Wymagania ogólne" oraz normą PN-EN ISO 9806 „Energia słoneczna—Słoneczne kolektory grzewcze—Metody badań". b) 2. Dowodem w myśl § …….. jest w odniesieniu do numeru ……. certyfikat „Solar Keymark". lub równoważy certyfikat	
503.	Art. 1 pkt 74 lit. b) projektu ustawy (Art. 116 ust 1a ustawy OZE)	SPEO	Propozycja dodania energii otoczenia do wyliczenia. „1a. W przypadku gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej pompę ciepła , obowiązek zakupu dotyczy jedynie ciepła stanowiącego energię ze źródeł odnawialnych, za którą uznaje się energię aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną i energię otoczenia wychwyconą przez pompy ciepła w ilości obliczonej zgodnie z wzorem:" Propozycja zgodna z definicją energii ze źródeł odnawialnych.	**Uwaga przyjęta**

504.	Art. 1 pkt 74 lit. b) projektu ustawy (Art. 116 ust 1a - b ustawy OZE	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	„po ust. 1 dodaje się ust. 1a – 1b w brzmieniu: „1a. W przypadku gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej pompę ciepła, obowiązek zakupu dotyczy jedynie ciepła stanowiącego energię ze źródeł odnawialnych, za którą uznaje się energię aerotermalną, geotermalną i hydrotermalną i otoczenia wychwyconą przez pompy ciepła w ilości obliczonej zgodnie z wzorem: ERES = Qusable * (1 – 1/SPF) gdzie: ERES – oznacza ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, i hydrotermalnej i otoczenia wychwyconej przez pompy ciepła, która stanowi energię ze źródeł odnawialnych; Qusable – oznacza szacunkowe całkowite ciepło użytkowe wytworzone z pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, i hydrotermalnej i otoczenia, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych; SPF – oznacza szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, i hydrotermalnej i otoczenia, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych. 1b. Do obliczenia ilości energii ze źródeł odnawialnych w przypadku, o którym mowa w ust. 1a, bierze się pod uwagę wyłącznie energię aerotermalną, geotermalną, i hydrotermalną i otoczenia wychwyconą przez pompy ciepła spełniające kryterium szacunkowego przeciętnego współczynnika wydajności sezonowej, obliczonego zgodnie z wzorem: SPF > 1,15 * 1/η	**Uwaga przyjęta**

			gdzie: SPF – oznacza szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, i hydrotermalnej i otoczenia, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych; η – oznacza stosunek pomiędzy całkowitą produkcją energii elektrycznej brutto i pierwotnym zużyciem energii dla produkcji energii elektrycznej, obliczany jako średnia dla całej Unii Europejskiej oparta na danych organu statystycznego Unii Europejskiej - Eurostatu, które określają uśrednione i jednolite wartości w skali całej Europy.” „Należy zwrócić uwagę, że w zaproponowanym brzmieniu metodologia podejścia do obliczenia ciepła z OZE w przypadkach, gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji OZE wykorzystującej pompę ciepła nie uwzględnia możliwości zaliczania ciepła skumulowanego w ściekach jako ciepła z OZE. Należy zauważyć, że zgodnie z art. 1 pkt 74 lit b projektu za energię odnawialną będzie możliwe uznanie wyłączenie energii aerotermalnej, geotermalnej i hydrotermalnej wychwyconej przez pompę ciepła. Projektowana definicja „energia otoczenia” będzie swoim zakresem obejmowała również energię o charakterze antropogenicznym w postaci ciepła i energię skumulowaną m. in. w ściekach. Mając na uwadze, że ścieki mogą być z powodzeniem wykorzystywane w ramach dolnego źródła w pompie ciepła, jako stabilny nośnik energii, o relatywnie wysokich parametrach cieplnych uzasadnione jest, aby umożliwić temu typowi	

			energii odnawialnej możliwość zaliczania jako ciepło z OZE. Wielkoskalowe pompy ciepła pracujące z wykorzystaniem ścieków mogą stanowić instalacje OZE, które znacząco przyczynią się do przyrostu ciepła z OZE w sektorze ciepłownictwa systemowego i jednocześnie umożliwią Polsce realizację celu przyrostu 1,1 pp./rok wynikającego z art. 23 ust. 1 dyrektywy RED II. Potencjał tego typu technologii jest istotny również w kontekście możliwości osiągania w przyszłości wymogów związanych z osiąganiem statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Mając na uwadze powyższe argumenty, postulujemy, aby korzystając z wprowadzanej definicji „energii otoczenia" uwzględnić ją również przy przepisach związanych z pompami ciepła i umożliwić jej udział w wytwarzaniu ciepła z OZE. Jednocześnie należy wskazać, że omawiana metodologia podejścia do obliczenia ciepła z OZE w zaproponowanym brzmieniu ogranicza się wyłącznie do sytuacji obowiązku zakupu, uwaga w tym zakresie została umieszczona w pkt. 1.	
505.	Art. 1 pkt 74 lit. b) projektu ustawy (Art. 116 ust 1a - b ustawy OZE	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	Art. 1 pkt 74 lit b po ust. 1 dodaje się ust. 1a – 1b w brzmieniu: „1a. W przypadku gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej pompę ciepła, obowiązek zakupu dotyczy jedynie ciepła stanowiącego energię ze źródeł odnawialnych, za którą uznaje się energię aerotermalną, geotermalną i hydrotermalną wychwyconą przez pompy ciepła w ilości obliczonej zgodnie z wzorem: ERES = Qusable * (1 – 1/SPF) gdzie:	**Uwaga przyjęta**

			ERES – oznacza ilość energii aerotermalnej, geotermalnej i hydrotermalnej wychwyconej przez pompy ciepła, która stanowi energię ze źródeł odnawialnych; Qusable – oznacza szacunkowe całkowite ciepło użytkowe wytworzone z pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej i hydrotermalnej, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych; SPF – oznacza szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej i hydrotermalnej, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych. 1b. Do obliczenia ilości energii ze źródeł odnawialnych w przypadku, o którym mowa w ust. 1a, bierze się pod uwagę wyłącznie energię aerotermalną, geotermalną i hydrotermalną wychwyconą przez pompy ciepła spełniające kryterium szacunkowego przeciętnego współczynnika wydajności sezonowej, obliczonego zgodnie z wzorem: SPF > 1,15 * 1/η gdzie: SPF – oznacza szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej i hydrotermalnej, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych; η – oznacza stosunek pomiędzy całkowitą produkcją energii elektrycznej brutto i pierwotnym zużyciem energii dla produkcji energii elektrycznej, obliczany jako średnia dla całej Unii Europejskiej oparta na danych organu statystycznego Unii Europejskiej -	

			Eurostatu, które określają uśrednione i jednolite wartości w skali całej Europy.”, Wstępna ocena wskazuje na konieczność usunięcia tego przepisu ze względu na jego praktyczną niewykonalność. Z punktu widzenia technicznego nie da się kupić tylko ciepła OZE z pompy ciepła, ponieważ stanowić ona będzie część ciepła generowanego przez tę pompę. Tymczasem w innych przypadkach, jak np kogeneracyjnej instalacji spalania wielopaliwego czy instalacji hybrydowej , zgodnie z ust 1 całość ciepła będzei podlegała obowiązkowi zakupu. Tak wię ogrraniczenie wprowadzone tym przepisem jest całkowicie nieproporcjonalne do regulacji w pozostałych przypadkach . W naszej opinii, jeżeli ustawodawca uważa, że ciepło z pomp ciepła ma być objęte obowiązkiem opisanym przez art 116, to nie powinien ograniczać się tylko do fragmentu tego strumienia. Chcąc wskazać, że nie każde ciepło z pompy ciepła może być uznane za oczekiwane, można wskazać minimalną granicę SPF jako wskaźnik wymaganej efektywności. W związku z tym, jeżeli przepis ten ma być zachowany, to proponujemy zmianę jego treści jak w kolumnie obok. **po ust. 1 dodaje się ust. 1a – 1b w brzmieniu:** „1a. W przypadku gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej pompę ciepła, obowiązek zakupu dotyczy jedynie ciepła stanowiącego energię ze źródeł odnawialnych, za którą uznaje się energię aerotermalną, geotermalną i hydrotermalną i otoczenia , wychwyconą przez pompy ciepła w ilości obliczonej zgodnie z wzorem:	

			ERES = Qusable * (1 – 1/SPF) gdzie: ERES – oznacza ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, i hydrotermalnej i otoczenia wychwyconej przez pompy ciepła, która stanowi energię ze źródeł odnawialnych; Qusable – oznacza szacunkowe całkowite ciepło użytkowe wytworzone z pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, i hydrotermalnej i otoczenia, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych; SPF – oznacza szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, i hydrotermalnej i otoczenia, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych o wartościwiększej lub równiej (np 3,6). 1b. Do obliczenia ilości energii ze źródeł odnawialnych w przypadku, o którym mowa w ust. 1a, bierze się pod uwagę wyłącznie energię aerotermalną, geotermalną, i hydrotermalną i otoczenia wychwyconą przez pompy ciepła spełniające kryterium szacunkowego przeciętnego współczynnika wydajności sezonowej, obliczonego zgodnie z wzorem: SPF > 1,15 * 1/η gdzie: SPF – oznacza szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, i hydrotermalnej i otoczenia, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych o wartości większej lub równiej (np 3,6);	

			η – oznacza stosunek pomiędzy całkowitą produkcją energii elektrycznej brutto i pierwotnym zużyciem energii dla produkcji energii elektrycznej, obliczany jako średnia dla całej Unii Europejskiej oparta na danych organu statystycznego Unii Europejskiej - Eurostatu, które określają uśrednione i jednolite wartości w skali całej Europy.”, Należy zwrócić uwagę, że w zaproponowanym brzmieniu metodologia podejścia do obliczenia ciepła z OZE w przypadkach, gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji OZE wykorzystującej pompę ciepła nie uwzględnia możliwości zaliczania ciepła skumulowanego w ściekach jako ciepła z OZE. Należy zauważyć, że zgodnie z art. 1 pkt 74 lit b projektu za energię odnawialną będzie możliwe uznanie wyłączenie energii aerotermalnej, geotermalnej i hydrotermalnej wychwyconej przez pompę ciepła. Projektowana definicja „energia otoczenia” będzie swoim zakresem obejmowała również energię o charakterze antropogenicznym w postaci ciepła i energię skumulowaną m. in. w ściekach. Mając na uwadze, że ścieki mogą być z powodzeniem wykorzystywane w ramach dolnego źródła w pompie ciepła, jako stabilny nośnik energii, o relatywnie wysokich parametrach cieplnych uzasadnione jest, aby umożliwić temu typowi energii odnawialnej możliwość zaliczania jako ciepło z OZE. Wielkoskalowe pompy ciepła pracujące z wykorzystaniem ścieków mogą stanowić instalacje OZE, które znacząco przyczynią się do przyrostu ciepła z OZE w sektorze ciepłownictwa systemowego i jednocześnie umożliwią Polsce realizację celu przyrostu 1,1 pp./rok wynikającego z art. 23 ust. 1 dyrektywy RED II. Potencjał tego typu technologii jest istotny również w kontekście	

			możliwości osiągania w przyszłości wymogów związanych z osiąganiem statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Mając na uwadze powyższe argumenty, postulujemy, aby korzystając z wprowadzanej definicji „energii otoczenia" uwzględnić ją również przy przepisach związanych z pompami ciepła i umożliwić jej udział w wytwarzaniu ciepła z OZE. Jednocześnie należy wskazać, że omawiana metodologia podejścia do obliczenia ciepła z OZE w zaproponowanym brzmieniu ogranicza się wyłącznie do sytuacji obowiązku zakupu, uwaga w tym zakresie została umieszczona w pkt. 1	
506.	Art. 1 pkt 74 lit. b) projektu ustawy (Art. 116 ust 1a - b ustawy OZE	PGE	1a. W przypadku gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej pompę ciepła, obowiązek zakupu dotyczy jedynie ciepła stanowiącego energię ze źródeł odnawialnych, za którą uznaje się energię aerotermalną, geotermalną i hydrotermalną **i otoczenia** wychwyconą przez pompy ciepła w ilości obliczonej zgodnie z wzorem: ERES = Qusable * (1 – 1/SPF) gdzie: ERES – oznacza ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, hydrotermalnej **i otoczenia** wychwyconej przez pompy ciepła, która stanowi energię ze źródeł odnawialnych; Qusable – oznacza szacunkowe całkowite ciepło użytkowe wytworzone z pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, hydrotermalnej **i otoczenia**, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych;	**Uwaga przyjęta**

			SPF – oznacza szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, hydrotermalnej i **otoczenia**, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych. 1b. Do obliczenia ilości energii ze źródeł odnawialnych w przypadku, o którym mowa w ust. 1a, bierze się pod uwagę wyłącznie energię aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną i **otoczenia** wychwyconą przez pompy ciepła spełniające kryterium szacunkowego przeciętnego współczynnika wydajności sezonowej, obliczonego zgodnie z wzorem: SPF > 1,15 * 1/η gdzie: SPF – oznacza szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, hydrotermalnej i **otoczenia**, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych; η – oznacza stosunek pomiędzy całkowitą produkcją energii elektrycznej brutto i pierwotnym zużyciem energii dla produkcji energii elektrycznej, obliczany jako średnia dla całej Unii Europejskiej oparta na danych organu statystycznego Unii Europejskiej - Eurostatu, które określają uśrednione i jednolite wartości w skali całej Europy. Uzasadnienie: Należy zwrócić uwagę, że w zaproponowanym brzmieniu metodologia podejścia do obliczenia ciepła z OZE w przypadkach, gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji OZE wykorzystującej pompę ciepła, nie uwzględnia możliwości zaliczania ciepła skumulowanego w ściekach jako ciepła z OZE. Należy zauważyć, że za energię odnawialną	

			będzie możliwe uznanie wyłączenie energii aerotermalnej, geotermalnej i hydrotermalnej wychwyconej przez pompę ciepła. Projektowana definicja „energia otoczenia" będzie swoim zakresem obejmowała również energię o charakterze antropogenicznym w postaci ciepła i energię skumulowaną m.in. w ściekach. Mając na uwadze, że ścieki mogą być z powodzeniem wykorzystywane w ramach dolnego źródła w pompie ciepła, jako stabilny nośnik energii, o relatywnie wysokich parametrach cieplnych, uzasadnione jest, aby umożliwić temu typowi energii odnawialnej zaliczanie jako ciepło z OZE. Wielkoskalowe pompy ciepła pracujące z wykorzystaniem ścieków mogą stanowić instalacje OZE, które znacząco przyczynią się do przyrostu ciepła z OZE w sektorze ciepłownictwa systemowego i jednocześnie umożliwią Polsce realizację celu przyrostu 1,1 pp./rok wynikającego z art. 23 ust. 1 dyrektywy RED II. Potencjał tego typu technologii jest istotny również w kontekście możliwości osiągania w przyszłości wymogów związanych ze statusem efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Mając na uwadze powyższe argumenty, postulujemy, aby korzystając z wprowadzanej definicji „energii otoczenia" uwzględnić ją również przy przepisach związanych z pompami ciepła i umożliwić jej udział w wytwarzaniu ciepła z OZE. Jednocześnie należy wskazać, że omawiana metodologia podejścia do obliczenia ciepła z OZE w zaproponowanym brzmieniu ogranicza się wyłącznie do sytuacji obowiązku zakupu	
507.	Art. 1 pkt 74 lit. d)	Izba Gospo-darcza	Art. 1 pkt 74 lit. d (dot. art. 116 uOZE) Obecne brzmienie przepisu:	**Uwaga nieprzyjęta**

	projektu ustawy(Art. 116 ust 2h ustawy OZE)	Ciepłownic-two Polskie	„2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.”;” Propozycja zmiany przepisu: „2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.”;” W obecnym porządku prawnym z obowiązku zakupu ciepła z OZE zwolnione są przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy Prawo energetyczne. O ile w pełni popieramy rozszerzenie przedmiotowe tego przepisu (również o obowiązek przyłączenia instalacji OZE do sieci ciepłowniczej będącej częścią takiego systemu), to niezrozumiałe jest zawężenie zakresu podmiotowego wyłącznie do dwóch z czterech kryteriów umożliwiających uzyskanie statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II umożliwia zwolnienie z ww. obowiązku przedsiębiorstw energetycznych działających w ramach efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego bez względu na spełnione kryterium. Należy również wskazać, że zwolnienie z obowiązku zakupu ciepła z OZE jest jednym z kluczowych przywilejów efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego	Konstrukcja zaproponowanego przepisu stanowi, że obowiązek zakupu ciepła z OZE nie dotyczy systemów, które posiadają połowę ciepła z OZE lub ciepła odpadowego (art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne). Udział w systemie 75% ciepła z kogeneracji nie może być powodem do zwolnienia z obowiązku zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii ze względu na paliwa kopalne, które jeszcze w znacznej mierze stosuje się w kogeneracji. Przepis powinien umożliwiać zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, a nie blokować dostęp źródeł OZE do tego systemu.

			ułatwiających proces jego transformacji i funkcjonowania, wiele przedsiębiorstw podjęło już działania mające na celu osiągnięcie tego statusu również w oparciu o przepisy art. 7b ust. 4 lit. c i d ustawy Prawo energetyczne, kierując się przepisami dyrektywy RED II, która oczekiwała na implementację do prawodawstwa krajowego, tymczasem już w trakcie prowadzenia procesu inwestycyjnego zakres obowiązku, po przyjęciu przepisów w proponowanym brzmieniu, ulegnie istotnej zmianie. Zmiana ta dodatkowo może zniechęcić inwestorów do realizacji inwestycji w ramach procesu transformacji jednostek wytwórczych zasilających dany system ciepłowniczy, ze względu na brak pewności co do możliwości uzyskania zwrotu z inwestycji. Nie jest również uwzględnione żadne zwolnienie dopuszczone przez REDII w art. 24 ust 6 dla systemów nieefektywnych, ale które staną się efektywne do końca 2025 r. W uzasadnieniu pojawia się odniesienie do zwolnienia systemów, które staną się efektywne energetycznie zgodnie z zaakceptowanym przez Prezesa URE planem rozwoju, natomiast w proponowanych przepisach brak jest jednoznacznej informacji o zaakceptowaniu przez Prezesa URE oraz daty uzyskania statusu systemu efektywnego energetycznie.	
508.	Art. 1 pkt 74 lit. d) projektu ustawy(Art. 116 ust 2a	SPEO	Do weryfikacji, czy nie należałoby dodać w treści Prezesa URE? Z uzasadnienia do ustawy: Proponowany art. 116 ust. 2a stanowi z kolei implementację wymogu wynikającego z akapitu drugiego art. 24 ust. 5 dyrektywy w zakresie powiadomienia Prezesa URE o warunkach, które należałoby spełnić i środkach, które należałoby	**Uwaga wyjaśniona** Do wprowadzenia - poprzez stosowny przepis w rozporządzeniu. Zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z

	ustawy OZE)		wprowadzić w systemie, aby umożliwić przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii.	podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. Zgodnie z § 5 ust. 2 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 18 maja 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączania instalacji do sieci, wydając warunki przyłączenia instalacji do sieci ciepłowniczej, uwzględnia się ocenę wpływu przyłączanej instalacji na warunki techniczne funkcjonowania systemu ciepłowniczego, a także możliwości wpływu przyłączanej instalacji na wzrost opłat za dostarczanie ciepła, ponoszonych przez odbiorców końcowych w tym systemie ciepłowniczym, sporządzoną przez dystrybutora ciepła. Przy wydawaniu tego rozporządzenia będzie wprowadzony przepis dotyczący warunków, które należałoby spełnić i środków, które należałoby wprowadzić w systemie, aby umożliwić przyłączenie źródła OZE.
509.	Art. 1 pkt 74 lit. d) projektu ustawy(Art. 116 ust 2b ustawy OZE)	SPEO	Proponowana treść przepisu: „Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne” (usunięcie punktów po ust. 4). Nadregulacja. Zgodnie z RED II : „6.W przypadku gdy państwo członkowskie korzysta z opcji, o której mowa w ust. 4 lit. b), może ono zwolnić operatorów następujących systemów	**Uwaga nieprzyjęta** Konstrukcja zaproponowanego przepisu stanowi, że obowiązek zakupu ciepła z OZE nie dotyczy systemów, które posiadają połowę ciepła z OZE lub ciepła odpadowego (art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne). Udział w systemie 75% ciepła z kogeneracji nie może być powodem do zwolnienia z obowiązku zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii ze względu na paliwa kopalne, które jeszcze w znacznej mierze stosuje się w kogeneracji.

			ciepłowniczych i chłodniczych ze stosowania tej litery: a) efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych; b) efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych wykorzystujących wysokosprawną kogenerację; 21.12.2018 L 328/124 Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej PL c) systemów ciepłowniczych i chłodniczych, które na podstawie planu zatwierdzonego przez właściwy organ staną się efektywnymi systemami ciepłowniczymi i chłodniczymi do 31 grudnia 2025 r.; d) systemów ciepłowniczych i chłodniczych o całkowitej nominalnej mocy cieplnej poniżej 20 MW.”	Przepis powinien umożliwiać zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, a nie blokować dostęp źródeł OZE do tego systemu.
510.	Art. 1 pkt 74 lit. d) projektu ustawy(Art. 116 ust 2b ustawy OZE)	PGE	2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ~~**pkt 1 lub pkt 2**~~ ustawy – Prawo energetyczne. Uzasadnienie: W obecnym porządku prawnym z obowiązku zakupu ciepła z OZE zwolnione są przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy Prawo energetyczne. O ile w pełni popieramy rozszerzenie przedmiotowe tego przepisu (również o obowiązek przyłączenia instalacji OZE do sieci ciepłowniczej będącej częścią takiego systemu), to niezrozumiałe jest zawężenie zakresu podmiotowego wyłącznie do dwóch (pkt 1 i 2 u art.	**Uwaga nieprzyjęta** Konstrukcja zaproponowanego przepisu stanowi, że obowiązek zakupu ciepła z OZE nie dotyczy systemów, które posiadają połowę ciepła z OZE lub ciepła odpadowego (art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne). Udział w systemie 75% ciepła z kogeneracji nie może być powodem do zwolnienia z obowiązku zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii ze względu na paliwa kopalne, które jeszcze w znacznej mierze stosuje się w kogeneracji. Przepis powinien umożliwiać zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, a nie blokować dostęp źródeł OZE do tego systemu.

			7b ust. 4) z czterech kryteriów umożliwiających uzyskanie statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II umożliwia zwolnienie z ww. obowiązku przedsiębiorstw energetycznych działających w ramach efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego bez względu na spełnione kryterium. Należy również wskazać, że zwolnienie z obowiązku zakupu ciepła z OZE jest jednym z kluczowych przywilejów efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego ułatwiających proces jego transformacji i funkcjonowania, wiele przedsiębiorstw podjęło już działania mające na celu osiągnięcie tego statusu również w oparciu o przepisy art. 7b ust. 4 pkt 3 i 4, kierując się przepisami dyrektywy RED II, która oczekiwała na implementację do prawodawstwa krajowego, tymczasem już w trakcie prowadzenia procesu inwestycyjnego zakres obowiązku, po przyjęciu przepisów w proponowanym brzmieniu, ulegnie istotnej zmianie. Zmiana ta dodatkowo może zniechęcić inwestorów do realizacji inwestycji w ramach procesu transformacji jednostek wytwórczych zasilających dany system ciepłowniczy, ze względu na brak pewności co do możliwości uzyskania zwrotu z inwestycji.	
511.	Art. 1 pkt 74 lit. d) projektu ustawy(Art. 116 ust 2b ustawy OZE)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** „2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.”; **Uzasadnienie (jak w poprzednim punkcie):**	**Uwaga nieprzyjęta** Konstrukcja zaproponowanego przepisu stanowi, że obowiązek zakupu ciepła z OZE nie dotyczy systemów, które posiadają połowę ciepła z OZE lub ciepła odpadowego (art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne). Udział w systemie 75% ciepła z kogeneracji nie może być powodem do zwolnienia z obowiązku zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach

			„W obecnym porządku prawnym z obowiązku zakupu ciepła z OZE zwolnione są przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze systemu ciepłowniczego, który jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy Prawo energetyczne. Przedstawione w Projekcie rozwiązanie ogranicza zakres zastosowania przedmiotowego wyłączenia jedynie do efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, o których mowa w punktach 1 i 2 wskazanego art., a zatem do systemów wykorzystujących co najmniej 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub 50% ciepło odpadowe. Tym samym wyłączenie nie ma zastosowania do systemów spełniających obecną definicję efektywnego systemu ciepłowniczego zasilanego chociażby kogeneracją, w tym wysokosprawną kogeneracją. Takie rozwiązanie nie wynika z dyrektywy RED II. Art. 24 ust. 6 RED II umożliwia wprowadzenie wyłączenia z obowiązku przyłączania do sieci ciepłowniczej dostawców energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego przez operatorów: i. efektywnych systemów ciepłowniczych; ii. efektywnych systemów ciepłowniczych wykorzystujących wysokosprawną kogenerację; iii. systemów ciepłowniczych, które na podstawie planu zatwierdzonego przez właściwy organ staną się efektywnymi systemami ciepłowniczymi i chłodniczymi do 31 grudnia 2025 r.; iv. systemów ciepłowniczych o całkowitej nominalnej mocy cieplnej poniżej 20 MW.	odnawialnego źródła energii ze względu na paliwa kopalne, które jeszcze w znacznej mierze stosuje się w kogeneracji. Przepis powinien umożliwiać zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, a nie blokować dostęp źródeł OZE do tego systemu.

			Żadna ze wskazanych powyżej możliwości nie zawiera rozróżnienia co do sposobu spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego. Co więcej, zawarte w dyrektywie RED II rozwiązania odnoszą się wprost do wysokosprawnej kogeneracji. Proponowane w Projekcie rozwiązanie jest zatem znacznie bardziej rygorystyczne niż możliwości wynikające wprost z dyrektywy RED II. W konsekwencji ogranicza ono istotnie możliwość zastosowania omawianego wyłączenia, co w konsekwencji wpływa negatywnie na przedsiębiorstwa energetyczne zaangażowane w rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych. Należy zwrócić uwagę, że zwolnienie z obowiązku zakupu ciepła z OZE jest jednym z kluczowych rozwiązań wspierających rozwój efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych ułatwiających proces ich transformacji i funkcjonowania. Mając powyższe na uwadze wiele przedsiębiorstw energetycznych podjęło już działania mające na celu osiągnięcie tego statusu również w oparciu o przepisy art. 7b ust. 4 pkt 3 i 4 ustawy Prawo energetyczne, kierując się przepisami dyrektywy RED II, która oczekiwała na implementację do prawodawstwa krajowego. Tymczasem w trakcie prowadzenia procesu inwestycyjnego zakres obowiązku, po przyjęciu przepisów w proponowanym brzmieniu, ulegnie istotnej zmianie, wpływając negatywnie na podjęte działania biznesowe. Podstawowe inwestycje zmierzające do transformacji polskiego sektora ciepłowniczego polegają na budowie jednostek wysokosprawnej kogeneracji gazowej. Rozbudowa mocy w jednostkach kogeneracji oraz zwiększenia	

			wykorzystania energii elektrycznej oraz ciepła wysokosprawnej kogeneracji są jedynymi z celów zawartych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. Inwestycje w takie jednostki stanowią także podstawę działań zmierzających do ograniczenia emisji dwutlenku węgla w dużych systemach ciepłowniczych. Warto zauważyć, że w ramach stanowisk do aktów z pakietu Fit for 55 Polska dąży do zapewnienia możliwości funkcjonowania i rozwoju wysokosprawnej kogeneracji gazowej (m.in. w ramach uwag do rewizji dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej). Wprowadzanie rozwiązań, które mogą w istotny sposób wpływać na warunki inwestycyjne i zachęty do inwestowanie w omawiany rodzaj jednostek nie jest spójne z dotychczasowymi działaniami i promowaną ścieżką rozwoju sektora. Wprowadzenie przedmiotowej zmiany może zniechęcić inwestorów do realizacji inwestycji w ramach procesu transformacji jednostek wytwórczych zasilających dany system ciepłowniczy, ze względu na brak pewności co do możliwości uzyskania zwrotu z inwestycji. Jednocześnie przedmiotowe rozwiązanie wprowadza różne zasady dla efektywnych energetycznie systemów energetycznie w zależności od sposobów spełniania przez nie kryteriów, które nie znajdują uzasadnienia w przepisach dyrektywy RED II. Takie rozwiązanie prowadzi do sytuacji nierównego traktowania podmiotów znajdujących się w takiej samej sytuacji. W związku z tym, że nie znajduje ono ani uzasadnienia ekonomicznego, ani nie wynika z prawa Unii Europejskiej, może ona stanowić przejaw nieuzasadnionej dyskryminacji wybranych systemów ciepłowniczych, zwłaszcza w	

			kontekście zagwarantowania możliwości swobodnego wyboru ścieżki transformacji poszczególnych systemów ciepłowniczych, uwzględniających ich specyfikę i strukturę. Mając na względzie dotychczasowe działania w kierunku transformacji sektora energetycznego, brzmienie art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II, prowadzone i planowane inwestycje w jednostki wysokosprawnej kogeneracji gazowej oraz zapewnienie równego traktowania podmiotów, wnosimy o zmianę projektowanego przepisu polegająca na wprowadzeniu przedmiotowego wyłączenia dla wszystkich efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, bez rozróżnienia na rodzaj źródeł ich zasilania. „	
512.	Art. 1 pkt 74 lit. d) projektu ustawy(Art. 116 ust 2b ustawy OZE	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja**: Treść przepisu: „Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne” (usunięcie punktów po ust. 4) **Uzasadnienie:** W obecnym porządku prawnym z obowiązku zakupu ciepła z OZE zwolnione są przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze systemu ciepłowniczego, który jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy Prawo energetyczne. Przedstawione w Projekcie rozwiązanie ogranicza zakres zastosowania przedmiotowego wyłączenia jedynie do efektywnych energetycznie systemów	**Uwaga nieprzyjęta** Konstrukcja zaproponowanego przepisu stanowi, że obowiązek zakupu ciepła z OZE nie dotyczy systemów, które posiadają połowę ciepła z OZE lub ciepła odpadowego (art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne). Udział w systemie 75% ciepła z kogeneracji nie może być powodem do zwolnienia z obowiązku zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii ze względu na paliwa kopalne, które jeszcze w znacznej mierze stosuje się w kogeneracji. Przepis powinien umożliwiać zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, a nie blokować dostęp źródeł OZE do tego systemu.

			ciepłowniczych, o których mowa w punktach 1 i 2 wskazanego art., a zatem do systemów wykorzystujących co najmniej 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub 50% ciepło odpadowe. Tym samym wyłączenie nie ma zastosowania do systemów spełniających obecną definicję efektywnego systemu ciepłowniczego zasilanego chociażby kogeneracją, w tym wysokosprawną kogeneracją. Takie rozwiązanie nie wynika z dyrektywy RED II. Art. 24 ust. 6 RED II umożliwia wprowadzenie wyłączenia z obowiązku przyłączania do sieci ciepłowniczej dostawców energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego przez operatorów: i. efektywnych systemów ciepłowniczych; ii. efektywnych systemów ciepłowniczych wykorzystujących wysokosprawną kogenerację; iii. systemów ciepłowniczych, które na podstawie planu zatwierdzonego przez właściwy organ staną się efektywnymi systemami ciepłowniczymi i chłodniczymi do 31 grudnia 2025 r.; iv. systemów ciepłowniczych o całkowitej nominalnej mocy cieplnej poniżej 20 MW. Żadna ze wskazanych powyżej możliwości nie zawiera rozróżnienia co do sposobu spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego. Co więcej, zawarte w dyrektywie RED II rozwiązania odnoszą się wprost do wysokosprawnej kogeneracji. Proponowane w Projekcie rozwiązanie jest zatem znacznie bardziej rygorystyczne niż możliwości wynikające wprost z dyrektywy RED II. W konsekwencji ogranicza ono istotnie możliwość zastosowania omawianego wyłączenia, co w konsekwencji wpływa negatywnie na	

			przedsiębiorstwa energetyczne zaangażowane w rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych. Należy zwrócić uwagę, że zwolnienie z obowiązku zakupu ciepła z OZE jest jednym z kluczowych rozwiązań wspierających rozwój efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych ułatwiających proces ich transformacji i funkcjonowania. Mając powyższe na uwadze wiele przedsiębiorstw energetycznych podjęło już działania mające na celu osiągnięcie tego statusu również w oparciu o przepisy art. 7b ust. 4 pkt 3 i 4 ustawy Prawo energetyczne, kierując się przepisami dyrektywy RED II, która oczekiwała na implementację do prawodawstwa krajowego. Tymczasem w trakcie prowadzenia procesu inwestycyjnego zakres obowiązku, po przyjęciu przepisów w proponowanym brzmieniu, ulegnie istotnej zmianie, wpływając negatywnie na podjęte działania biznesowe. Podstawowe inwestycje zmierzające do transformacji polskiego sektora ciepłowniczego polegają na budowie jednostek wysokosprawnej kogeneracji gazowej. Rozbudowa mocy w jednostkach kogeneracji oraz zwiększenia wykorzystania energii elektrycznej oraz ciepła wysokosprawnej kogeneracji są jedynymi z celów zawartych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. Inwestycje w takie jednostki stanowią także podstawę działań zmierzających do ograniczenia emisji dwutlenku węgla w dużych systemach ciepłowniczych. Warto zauważyć, że w ramach stanowisk do aktów z pakietu Fit for 55 Polska dąży do zapewnienia możliwości funkcjonowania i rozwoju wysokosprawnej kogeneracji gazowej (m.in. w ramach uwag do rewizji dyrektywy w	

			sprawie efektywności energetycznej). Wprowadzanie rozwiązań, które mogą w istotny sposób wpływać na warunki inwestycyjne i zachęty do inwestowanie w omawiany rodzaj jednostek nie jest spójne z dotychczasowymi działaniami i promowaną ścieżką rozwoju sektora. Wprowadzenie przedmiotowej zmiany może zniechęcić inwestorów do realizacji inwestycji w ramach procesu transformacji jednostek wytwórczych zasilających dany system ciepłowniczy, ze względu na brak pewności co do możliwości uzyskania zwrotu z inwestycji. Jednocześnie przedmiotowe rozwiązanie wprowadza różne zasady dla efektywnych energetycznie systemów energetycznie w zależności od sposobów spełniania przez nie kryteriów, które nie znajdują uzasadnienia w przepisach dyrektywy RED II. Takie rozwiązanie prowadzi do sytuacji nierównego traktowania podmiotów znajdujących się w takiej samej sytuacji. W związku z tym, że nie znajduje ono ani uzasadnienia ekonomicznego, ani nie wynika z prawa Unii Europejskiej, może ona stanowić przejaw nieuzasadnionej dyskryminacji wybranych systemów ciepłowniczych, zwłaszcza w kontekście zagwarantowania możliwości swobodnego wyboru ścieżki transformacji poszczególnych systemów ciepłowniczych, uwzględniających ich specyfikę i strukturę. Mając na względzie dotychczasowe działania w kierunku transformacji sektora energetycznego, brzmienie art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II, prowadzone i planowane inwestycje w jednostki wysokosprawnej kogeneracji gazowej oraz zapewnienie równego traktowania podmiotów, wnosimy o zmianę projektowanego przepisu	

			polegająca na wprowadzeniu przedmiotowego wyłączenia dla wszystkich efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, bez rozróżnienia na rodzaj źródeł ich zasilania. „	
513.	Art. 1 pkt 74 lit. d) projektu ustawy(Art. 116 ust 2b ustawy OZE)	PGNIG	Zmiana art. 116 ust. 2b Ustawy „*2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ~~pkt 1 lub pkt 2~~ ustawy – Prawo energetyczne.”;* <u>Uzasadnienie:</u> W obecnym porządku prawnym z obowiązku zakupu ciepła z OZE zwolnione są przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze systemu ciepłowniczego, który jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 Prawa Energetycznego. Przedstawione w projekcie rozwiązanie ogranicza zakres zastosowania przedmiotowego wyłączenia jedynie do efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, o których mowa w punktach 1 i 2 wskazanego przepisu, a zatem do systemów wykorzystujących w co najmniej 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub 50% ciepło odpadowe. Tym samym wyłączenie nie ma zastosowania do systemów spełniających obecną definicję efektywnego systemu ciepłowniczego zasilanego chociażby kogeneracją, w tym wysokosprawną kogeneracją.	**Uwaga nieprzyjęta** Konstrukcja zaproponowanego przepisu stanowi, że obowiązek zakupu ciepła z OZE nie dotyczy systemów, które posiadają połowę ciepła z OZE lub ciepła odpadowego (art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne). Udział w systemie 75% ciepła z kogeneracji nie może być powodem do zwolnienia z obowiązku zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii ze względu na paliwa kopalne, które jeszcze w znacznej mierze stosuje się w kogeneracji. Przepis powinien umożliwiać zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, a nie blokować dostęp źródeł OZE do tego systemu.

			Takie rozwiązanie nie wynika z dyrektywy RED II. Art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II umożliwia wprowadzenie wyłączenia z obowiązku przyłączania do sieci ciepłowniczej dostawców energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego przez operatorów: i. efektywnych systemów ciepłowniczych; ii. efektywnych systemów ciepłowniczych wykorzystujących wysokosprawną kogenerację; iii. systemów ciepłowniczych, które na podstawie planu zatwierdzonego przez właściwy organ staną się efektywnymi systemami ciepłowniczymi i chłodniczymi do 31 grudnia 2025 r.; iv. systemów ciepłowniczych o całkowitej nominalnej mocy cieplnej poniżej 20 MW. Żadna ze wskazanych powyżej możliwości nie zawiera rozróżnienia co do sposobu spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego. Co więcej, zawarte w dyrektywie RED II rozwiązania odnoszą się wprost do wysokosprawnej kogeneracji. Proponowane w projekcie rozwiązanie jest zatem znacznie bardziej rygorystyczne niż możliwości wynikające wprost z dyrektywy RED II. W konsekwencji ogranicza ono istotnie możliwość zastosowania omawianego wyłączenia, co w konsekwencji wpływa negatywnie na przedsiębiorstwa energetyczne zaangażowane w rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych. Należy zwrócić uwagę, że zwolnienie z obowiązku zakupu ciepła z OZE jest jednym z kluczowych roz-	

			wiązań wspierających rozwój efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych ułatwiających proces ich transformacji i funkcjonowania. Mając powyższe na uwadze wiele przedsiębiorstw energetycznych podjęło już działania mające na celu osiągnięcie tego statusu również w oparciu o przepisy art. 7b ust. 4 pkt 3 i 4 Prawa Energetycznego, kierując się przepisami dyrektywy RED II, która oczekiwała na implementację do prawodawstwa krajowego. Tymczasem w trakcie prowadzenia procesu inwestycyjnego zakres obowiązku, po przyjęciu przepisów w proponowanym brzmieniu, ulegnie istotnej zmianie, wpływając negatywnie na podjęte działania biznesowe. Podstawowe inwestycje zmierzające do transformacji polskiego sektora ciepłowniczego polegają na budowie jednostek wysokosprawnej kogeneracji gazowej. Rozbudowa mocy w jednostkach kogeneracji oraz zwiększenia wykorzystania energii elektrycznej oraz ciepła wysokosprawnej kogeneracji są jedynymi z celów zawartych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. Inwestycje w takie jednostki stanowią także podstawę działań zmierzających do ograniczenia emisji dwutlenku węgla w dużych systemach ciepłowniczych. Warto zauważyć, że w ramach stanowisk do aktów z pakietu Fit for 55 Polska dąży do zapewnienia możliwości funkcjonowania i rozwoju wysokosprawnej kogeneracji gazowej (m.in. w ramach uwag do rewizji dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej). Wprowadzanie rozwiązań, które mogą w istotny sposób wpływać na warunki inwestycyjne i zachęty do inwestowanie w omawiany rodzaj jednostek nie jest spójne z dotychczasowymi działaniami i promowaną ścieżką rozwoju sektora. Wprowadzenie przedmiotowej	

			zmiany może zniechęcić inwestorów do realizacji inwestycji w ramach procesu transformacji jednostek wytwórczych zasilających dany system ciepłowniczy, ze względu na brak pewności co do możliwości uzyskania zwrotu z inwestycji. Jednocześnie proponowane rozwiązanie wprowadza różne zasady dla efektywnych energetycznie systemów energetycznie w zależności od sposobów spełniania przez nie kryteriów, które nie znajdują uzasadnienia w przepisach dyrektywy RED II. Takie rozwiązanie prowadzi do sytuacji nierównego traktowania podmiotów znajdujących się w takiej samej sytuacji. W związku z tym, że nie znajduje ono ani uzasadnienia ekonomicznego, ani nie wynika z prawa Unii Europejskiej, może ona stanowić przejaw nieuzasadnionej dyskryminacji wybranych systemów ciepłowniczych, zwłaszcza w kontekście zagwarantowania możliwości swobodnego wyboru ścieżki transformacji poszczególnych systemów ciepłowniczych, uwzględniających ich specyfikę i strukturę. Mając na względzie dotychczasowe działania w kierunku transformacji sektora energetycznego, brzmienie art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II, prowadzone i planowane inwestycje w jednostki wysokosprawnej kogeneracji gazowej oraz zapewnienie równego traktowania podmiotów, wnosimy o zmianę projektowanego przepisu polegająca na wprowadzeniu przedmiotowego wyłączenia dla wszystkich efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, bez rozróżnienia na rodzaj źródeł ich zasilania.	

514.	Art. 1 pkt 74 lit. d) projektu ustawy(Art. 116 ust 2b ustawy OZE)	PGNIG TERMIKA	Zmiana brzmienia art. 1 pkt 74 lit. d) Projektu zmieniającego art. 116 ust. 2b ustawy o OZE: *„po ust. 2 dodaje się ust. 2a – 2b w brzmieniu:* *„2a. W przypadku niewyrażenia zgody na przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła, informuje podmiot ubiegający się o przyłączenie o warunkach, które należy spełnić, aby umożliwić przyłączenie tej instalacji.* *2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ~~pkt 1 lub pkt 2~~ ustawy – Prawo energetyczne.”;* <u>Uzasadnienie</u> W obecnym porządku prawnym z obowiązku zakupu ciepła z OZE zwolnione są przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze systemu ciepłowniczego, który jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy Prawo energetyczne. Przedstawione w Projekcie rozwiązanie ogranicza zakres zastosowania przedmiotowego wyłączenia jedynie do efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, o których mowa w punktach 1 i 2 wskazanego art., a zatem do systemów wykorzystujących co najmniej 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub 50% ciepło odpadowe. Tym samym wyłączenie nie ma zastosowania do systemów spełniających obecną definicję efektywnego systemu ciepłowniczego zasilanego chociażby kogeneracją, w tym wysokosprawną kogeneracją.	**Uwaga nieprzyjęta** Konstrukcja zaproponowanego przepisu stanowi, że obowiązek zakupu ciepła z OZE nie dotyczy systemów, które posiadają połowę ciepła z OZE lub ciepła odpadowego (art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne). Udział w systemie 75% ciepła z kogeneracji nie może być powodem do zwolnienia z obowiązku zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii ze względu na paliwa kopalne, które jeszcze w znacznej mierze stosuje się w kogeneracji. Przepis powinien umożliwiać zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, a nie blokować dostęp źródeł OZE do tego systemu.

			Takie rozwiązanie nie wynika z dyrektywy RED II. Art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II umożliwia wprowadzenie wyłączenia z obowiązku przyłączania do sieci ciepłowniczej dostawców energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego przez operatorów: i. efektywnych systemów ciepłowniczych; ii. efektywnych systemów ciepłowniczych wykorzystujących wysokosprawną kogenerację; iii. systemów ciepłowniczych, które na podstawie planu zatwierdzonego przez właściwy organ staną się efektywnymi systemami ciepłowniczymi i chłodniczymi do 31 grudnia 2025 r.; iv. systemów ciepłowniczych o całkowitej nominalnej mocy cieplnej poniżej 20 MW. Żadna ze wskazanych powyżej możliwości nie zawiera rozróżnienia co do sposobu spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego. Co więcej, zawarte w dyrektywie RED II rozwiązania odnoszą się wprost do wysokosprawnej kogeneracji. Proponowane w Projekcie rozwiązanie jest zatem znacznie bardziej rygorystyczne niż możliwości wynikające wprost z dyrektywy RED II. W konsekwencji ogranicza ono istotnie możliwość zastosowania omawianego wyłączenia, co w konsekwencji wpływa negatywnie na przedsiębiorstwa energetyczne zaangażowane w rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych. Należy zwrócić uwagę, że zwolnienie z obowiązku zakupu ciepła z OZE jest jednym z kluczowych rozwiązań wspierających rozwój efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych ułatwiających proces ich transformacji i funkcjonowania. Mając powyższe na uwadze wiele	

			przedsiębiorstw energetycznych podjęło już działania mające na celu osiągnięcie tego statusu również w oparciu o przepisy art. 7b ust. 4 pkt 3 i 4 ustawy Prawo energetyczne, kierując się przepisami dyrektywy RED II, która oczekiwała na implementację do prawodawstwa krajowego. Tymczasem w trakcie prowadzenia procesu inwestycyjnego zakres obowiązku, po przyjęciu przepisów w proponowanym brzmieniu, ulegnie istotnej zmianie, wpływając negatywnie na podjęte działania biznesowe. Podstawowe inwestycje zmierzające do transformacji polskiego sektora ciepłowniczego polegają na budowie jednostek wysokosprawnej kogeneracji gazowej. Rozbudowa mocy w jednostkach kogeneracji oraz zwiększenia wykorzystania energii elektrycznej oraz ciepła wysokosprawnej kogeneracji są jedynymi z celów zawartych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. Inwestycje w takie jednostki stanowią także podstawę działań zmierzających do ograniczenia emisji dwutlenku węgla w dużych systemach ciepłowniczych. Warto zauważyć, że w ramach stanowisk do aktów z pakietu Fit for 55 Polska dąży do zapewnienia możliwości funkcjonowania i rozwoju wysokosprawnej kogeneracji gazowej (m.in. w ramach uwag do rewizji dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej). Wprowadzanie rozwiązań, które mogą w istotny sposób wpływać na warunki inwestycyjne i zachęty do inwestowanie w omawiany rodzaj jednostek nie jest spójne z dotychczasowymi działaniami i promowaną ścieżką rozwoju sektora. Wprowadzenie przedmiotowej zmiany może zniechęcić inwestorów do realizacji inwestycji w ramach procesu transformacji jednostek	

			wytwórczych zasilających dany system ciepłowniczy, ze względu na brak pewności co do możliwości uzyskania zwrotu z inwestycji. Jednocześnie proponowane rozwiązanie wprowadza różne zasady dla efektywnych energetycznie systemów energetycznie w zależności od sposobów spełniania przez nie kryteriów, które nie znajdują uzasadnienia w przepisach dyrektywy RED II. Takie rozwiązanie prowadzi do sytuacji nierównego traktowania podmiotów znajdujących się w takiej samej sytuacji. W związku z tym, że nie znajduje ono ani uzasadnienia ekonomicznego, ani nie wynika z prawa Unii Europejskiej, może ona stanowić przejaw nieuzasadnionej dyskryminacji wybranych systemów ciepłowniczych, zwłaszcza w kontekście zagwarantowania możliwości swobodnego wyboru ścieżki transformacji poszczególnych systemów ciepłowniczych, uwzględniających ich specyfikę i strukturę. Mając na względzie dotychczasowe działania w kierunku transformacji sektora energetycznego, brzmienie art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II, prowadzone i planowane inwestycje w jednostki wysokosprawnej kogeneracji gazowej oraz zapewnienie równego traktowania podmiotów, wnosimy o zmianę projektowanego przepisu polegająca na wprowadzeniu przedmiotowego wyłączenia dla wszystkich efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, bez rozróżnienia na rodzaj źródeł ich zasilania.	

515.	Art. 1 pkt 74 lit. d) projektu ustawy(Art. 116 ust 2b ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A	*Art. 116* *(...)* *2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która stanowi część (element) efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w rozumieniu art. 7b ust. 4 ~~pkt 1 lub pkt 2~~ ustawy – Prawo energetyczne* *Uzasadnienie:* W myśl, zaproponowanej w projekcie ustawy, treści art. 116 ust. 2b, wyłączenie obowiązku, o którym mowa w art. 116 ust. 1 i 2 ustawy zmienianej, dotyczyłoby przypadku, gdy sieć ciepłownicza jest częścią systemu, który jest efektywnym energetycznie system ciepłowniczym w oparciu o kryteria wskazane w art. 7b ust. 4 pkt 1 lub 2 (tj. do wytwarzania ciepła wykorzystuje się odpowiednio – co najmniej w 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub co najmniej w 50% ciepło odpadowe). W związku z powyższym – zgodnie z naszą roboczą interpretacją – wyłączenie nie dotyczyłoby przypadku systemów ciepłowniczych, które posiadają status efektywnych w oparciu o spełnienie kryterium, o którym mowa w art. 7b ust. 4 pkt 3 (tj. w odniesieniu, do których co najmniej 75% ciepła w systemie pochodzi z kogeneracji). W naszej opinii, biorąc pod uwagę, że art. 24 ust. 6 lit. b) dyrektywy OZE II dopuszcza możliwość zwolnienia z obowiązku przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci, także w przypadku, „efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych wykorzystujących wysokosprawną kogenerację", ustawa powinna również przewidywać możliwość takiego wyłączenia w przypadku efektywnych systemów ciepłowniczych bazujących na źródłach CHP.	**Uwaga przyjęta częściowo** Doprecyzowanie sformułowania dotyczącego sieci ciepłowniczej, która samodzielnie nie jest systemem ciepłowniczym (art. 7b ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne *„Przez system ciepłowniczy lub chłodniczy rozumie się sieć ciepłowniczą lub chłodniczą oraz współpracujące z tą siecią urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania lub odbioru ciepła lub chłodu."*) poprzez przyjęcie brzmienia: ***„2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest elementem efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w rozumieniu art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.";*** **Uwaga nieprzyjęta w części merytorycznej**. Konstrukcja zaproponowanego przepisu stanowi, że obowiązek zakupu ciepła z OZE nie dotyczy systemów, które posiadają połowę ciepła z OZE lub ciepła odpadowego (art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne). Udział w systemie 75% ciepła z kogeneracji nie może być powodem do zwolnienia z obowiązku zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii ze względu na paliwa kopalne, które jeszcze w znacznej mierze stosuje się w kogeneracji. Przepis powinien umożliwiać zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, a nie blokować dostęp źródeł OZE do tego systemu.

			Proponujemy zatem wprowadzenie odpowiednich zmian w treści ust. 2b, które miałyby także na celu doprecyzowanie zapisów.	
516.	Art. 1 pkt 75 projektu ustawy (Art. 118 ustawy OZE)	PGNIG	„Art. 118. Operator systemu przesyłowego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego gazowego, w obszarze swojego działania, świadczy usługę przesyłu lub dystrybucji biometanu, **na zasadach wynikających z zawartej umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji,** spełniającego parametry jakościowe dla paliw gazowych wprowadzanych do sieci, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy - Prawo energetyczne, wytwarzanego w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej bezpośrednio do sieci tego operatora.” Uzasadnienie: Do świadczenia usług dystrybucji konieczne jest spełnienie również innych wymogów, określonych w umowie jak np. wymagania chłonności sieci, która jest niezależna od operatora, świadczenie usług na zasadach przerywanych czy też usług profilowanych. Wytwórca biometanu powinien mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji i realizować jej postanowienia.	**Uwaga przyjęta**
517.	Art. 1 pkt 75 projektu ustawy (Art. 118 ustawy OZE)	**Izba Gospodarcza Gazownictwa/PSG sp. z o.o.**	art. 118 otrzymuje brzmienie: „Art. 118. Operator systemu przesyłowego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego gazowego, w obszarze swojego działania, świadczy usługę przesyłu lub dystrybucji biometanu, **na zasadach wynikających z zawartej umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji,** spełniającego parametry jakościowe dla paliw gazowych wprowadzanych do sieci, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i 2	**Uwaga przyjęta**

			ustawy - Prawo energetyczne, wytwarzanego w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej bezpośrednio do sieci tego operatora." Do świadczenia usług dystrybucji konieczne jest spełnienie również innych wymogów, określonych w umowie jak np. wymagania chłonności sieci, która jest niezależna od operatora, świadczenie usług na zasadach przerywanych czy też usług profilowanych. Wytwórca biometanu powinien mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji i realizować jej postanowienia.	
518.	Art. 1 pkt 75 projektu ustawy (Art. 118 ustawy OZE)	OGP Gaz-System S.A.	Rezygnacja ze zmiany OGP Gaz-System S.A. wskazuje na to, że wszelkie regulacje dotyczące zasad wprowadzania biometanu i biogazu rolniczego do sieci przesyłowej gazu powinny: • nie wpływać negatywnie na bezpieczeństwo systemu przesyłowego, w tym na parametry techniczne i jakościowe gazu; • być spójne z innymi regulacjami dotyczącymi przyłączania instalacji do sieci oraz świadczenia usług przesyłowych; • nie budzić wątpliwości interpretacyjnych. W naszej ocenie zaproponowana zmiana art. 118 ustawy o OZE nie spełnia tych warunków. W pierwszej kolejności należy zauważyć, że w wyniku wejścia w życie projektu biometan i biogaz rolniczy zostaną ujęte w definicji paliw gazowych określonej w art. 3 pkt 3a Ustawy – prawo energetyczne. Niesie to swoje konsekwencje systemowe, gdyż od wejścia w życie projektu do biometanu i biogazu rolniczego stosować się będzie przepisy prawa energetycznego dotyczące paliw gazowych, w szczególności zasady przyłączania	**Uwaga wyjaśniona** Przepis zostanie doprecyzowany zgodnie z uwagami przedłożonymi przez PGNiG oraz Izbę Gospodarczą Gazownictwa/PSG Sp. z o.o. – poprzez wskazanie, iż świadczenie usług przesyłu lub dystrybucji biometanu odbywa się na zasadach wynikających z zawartej umowy o świadczenie usługi przesyłu lub dystrybucji.

			instalacji do sieci (art. 7 PE) oraz świadczenia usług dystrybucji i przesyłu (art. 5 PE). Jak wynika z art. 7 ust. 1 PE, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Natomiast zgodnie z art. 5 ust. 2 pkt 2) PE umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych powinna zawierać m.in. postanowienia określające: standardy jakościowe, warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości oraz parametry techniczne paliw gazowych. Proces przyłączania odbiorców do sieci, jak i świadczenia usług przesyłania i dystrybucji są pod kontrolą Prezesa URE, który na podstawie art. 9 PE rozstrzyga w sprawach spornych dotyczących m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci oraz umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw. Co więcej, w przypadku odmowy zawarcia umowy przyłączenia do sieci gazowej z nieuzasadnionych powodów Prezes URE nakłada na przedsiębiorstwo energetyczne karę pieniężną na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 4 PE. Kwestie dotyczące parametrów jakościowych i technicznych paliw gazowych są natomiast określone w rozporządzeniu wydawanym przez	

			ministra właściwego do spraw energii na podstawie art. 9 ust. 1 PE. Zdaniem Gaz-System wszystkie wyżej wymienione regulacje stosować się będą do instalacji biogazu rolniczego i biometanu, a tym samym w ten sposób zrealizowane są cele proponowanej regulacji. Jeżeli jednak intencje ustawodawcy są odmienne (niestety nie są one wskazane w uzasadnieniu projektu) i wynika z nich, że wprowadzany do sieci gazowej biometan lub biogaz rolniczy nie będzie musiał spełniać odpowiednich wymagań technicznych i jakościowych w kontekście treści wymienionych wyżej przepisów ustawy – prawo energetyczne, to budzi to sprzeciw Gaz-System w związku z powstaniem zagrożeń dla bezpieczeństwa sieci przesyłowej gazu. Jeżeli zamiarem projektodawcy jest stworzenie priorytetu dla przyłączania do sieci przesyłowej instalacji biogazu rolniczego i biometanu, to wskazać należy, że może to negatywnie wpływać na bezpieczeństwo sieci gazowej wysokiego ciśnienia. W szczególności należy wziąć pod uwagę uwarunkowania techniczne w zakresie ciśnienia gazu – jakiekolwiek wyjątki czy zaburzenia w tym zakresie przez wskazane wyżej instalacje będą negatywnie wpływać na hydraulikę sieci przesyłowej, a tym samym na parametry techniczne przesyłu i dostarczania przez OSP paliw gazowych. W związku z tym w każdym przypadku wniosku o przyłączenie do sieci przesyłowej instalacji biometanu lub biogazu rolniczego o możliwości świadczenia usługi przesyłu powinien decydować Gaz-System, biorąc pod uwagę przede wszystkim analizy techniczno – ekonomiczne. W naszej ocenie, wszelkie uregulowania odnoszące się do przyłączania do sieci oraz realizowania usług	

			przesyłu i dystrybucji paliw gazowych powinny być regulowane w sposób niebudzący wątpliwości interpretacyjnych w ustawie Prawo energetyczne, w szczególności poprzez jednoznaczne wskazanie, że obowiązek przystosowania biometanu lub biogazu rolniczego do parametrów jakościowych i technicznych jest obowiązkiem wprowadzającego gaz do sieci, kontrolowanym przez OSP/OSD poprzez stosowanie umowy przyłączania instalacji do sieci i umowy świadczenia usługi przesyłania. W związku z tym, że zaproponowane brzmienie art. 118 ustawy o OZE budzi wątpliwości interpretacyjne, jest niespójne systemowo z przepisami Prawa energetycznego oraz może prowadzić do zaburzenia pracy sieci przesyłowej, Gaz-System rekomenduje rezygnację z przedmiotowej zmiany.	
519.	Art. 1 pkt 75 projektu ustawy (Art. 118 ustawy OZE)	PGNIG	<u>Uzasadnienie:</u> W art. 1 pkt 75 ustawy o zmianie Ustawy wprowadzono obowiązek świadczenia usługi przesyłu lub dystrybucji biometanu. Zgodnie z proponowanym brzmieniem art. 1 pkt 91 lit. c tej ustawy za nieprzestrzeganie tego obowiązku grozi kara administracyjna. Przepis art. 170 ust. 3 Ustawy minimalny wymiar kary za naruszenie tego obowiązku określa na 1%, a maksymalny na 15% rocznego przychodu operatora. W przypadku dużego operatora jakim jest Polska Spółka Gazownictwa, minimalny wymiar kary wynosić będzie ponad 50 mln zł. Minimalna kara jest niewspółmiernie wysoka do szkód, jakie mogą być związane z niewielkim naruszeniem obowiązku dystrybucji biometanu. Jeśli do takiego naruszenia doszłoby przypadkowo lub jego skala byłaby niewielka, wymiar kary powinien być	**Uwaga przyjęta**

			adekwatny. Dlatego postuluje się o nieokreślanie w przepisach minimalnego wymiaru kary za naruszenie obowiązku, o którym mowa w art. 118 Ustawy i pozostawienie tej kwestii do uznania administracyjnego organu wymierzającego tę karę. Przepisy Ustawy powinny dopuścić możliwość odstąpienia od wymierzenia kary, wzorem przepisów określonych w art. 56 ust. 6a Prawa energetycznego.	
520.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (art. 120 ustawy OZE)	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii Forum Odbiorców Energii i Gazu PIPC	Zgodnie z projektowanymi przepisami, gwarancje pochodzenia będą mogły być wydane nie tylko dla energii elektrycznej wyprodukowanej z OZE dla wytworzonych w instalacjach OZE: biometanu, ciepła lub chłodu i wodoru odnawialnego. Gwarancje pochodzenia będą mogły być wydane nie tylko dla energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej ale również w przypadku dostarczenia za energii **za pomocą linii bezpośredniej** (w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne) albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny. **Powyższe niestety wyklucza wydanie gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej produkowanej w ramach autoprodukcji, tj. energii wprowadzonej bezpośrednio do instalacji odbiorcy (ale nie za pomocą linii bezpośredniej, która wymaga zgody Prezesa URE). W tym zakresie nadal wymagane jest wprowadzenie energii do sieci dystrybucyjnej lub dostarczenie energii za pomocą linii bezpośredniej.** Rekomendujemy wniesienie poprawki uwzględniającej **możliwość wydawania gwarancji pochodzenia** nie tylko w stosunku do energii	**Uwaga nieprzyjęta** Podkreśla się, że w chwili obecnej projektodawca nie zdecydował się na rozwinięcie przepisów o wydawanie gwarancji pochodzenia na energię produkowaną w ramach autokonsumpcji. Powyższa zmiana byłaby kluczową zmianą dla projektowanych przepisów z obszaru gwarancji pochodzenia i wymagałaby przeprowadzenia kompleksowej analizy. Dodatkowo gwarancja pochodzenia wydawana dla energii produkowanej w ramach autoprodukcji musiałaby zostać niezwłocznie umorzona tylko przez ten podmiot, który produkuje energie. Wobec powyższego wystawianie takiej gwarancji pochodzenia i wpisanie jej do rejestru gwarancji pochodzenia wiązałoby się z ustaleniem dodatkowego celu umorzenia gwarancji pochodzenia. .

			elektrycznej z OZE wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej lub dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej, ale także **w stosunku do energii elektrycznej wytworzonej w ramach autoprodukcji w instalacji OZE**, która nie spełnia warunku jej dostarczenia za pomocą linii bezpośredniej.	
521.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (art. 120 ustawy OZE)	KGHM, FPP, HIPH, ZPPM	Przemysł energochłonny jest gotowy do zaangażowania się bezpośrednio w inwestycje OZE. W tym kontekście nieuzasadnione jest jednak wyłączenie energii OZE wyprodukowanej i zużytej bezpośrednio przez przemysł z możliwości uzyskania gwarancji pochodzenia. W związku z tym, proponujemy aby wprowadzić możliwość wydania gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej produkowanej w ramach autoprodukcji, tj. energii wprowadzonej bezpośrednio do instalacji odbiorcy (ale nie tylko za pomocą linii bezpośredniej, która wymaga zgody Prezesa URE). W tym zakresie, rekomendujemy wniesienie poprawki uwzględniającej bezpośrednio możliwość wydawania gwarancji pochodzenia nie tylko w stosunku do energii elektrycznej z OZE wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej lub dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej, ale także w stosunku do energii elektrycznej wytworzonej w ramach autoprodukcji w instalacji OZE, która nie spełnia warunku jej dostarczenia za pomocą linii bezpośredniej.	**Uwaga nieprzyjęta** Podkreśla się, że w chwili obecnej projektodawca nie zdecydował się na rozwinięcie przepisów o wydawanie gwarancji pochodzenia na energię produkowaną w produkowaną w ramach autokonsumpcji. Powyższa zmiana byłaby kluczową zmianą dla projektowanych przepisów z obszaru gwarancji pochodzenia i wymagałaby przeprowadzenia kompleksowej analizy. Dodatkowo gwarancja pochodzenia wydawana dla energii produkowanej w ramach autoprodukcji musiałaby zostać niezwłocznie umorzona tylko przez ten podmiot, który produkuje energie. Wobec powyższego wystawianie takiej gwarancji pochodzenia i wpisanie jej do rejestru gwarancji pochodzenia wiązałoby się z ustaleniem dodatkowego celu umorzenia gwarancji pochodzenia.
522.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy	KGHM, FPP, HIPH, ZPPM	W przypadku zawarcia umowy PPA – umowy na sprzedaż energii bezpośrednio między wytwórcą i odbiorcą – i uregulowania w niej od razu kwestii dot. gwarancji pochodzenia, tj. przeniesienia w tej	**Uwaga przyjęta** Usunięto projektowany przepis art. 120 ust. 7 i 9 uOZE.

	(art. 120 ustawy OZE)		umowie gwarancji pochodzenia na odbiorcę, gwarancje te podlegają niezwłocznemu umorzeniu przez tego odbiorcę. Na gruncie takiego stosunku prawnego, wytwórca będący jednocześnie podmiotem, który występuje o gwarancje pochodzenia nie ma zatem możliwości zbycia tej gwarancji na korzyść innego podmiotu niż ten tego, który również jest stroną tej umowy. Te same ograniczenia dotyczą oczywiście podmiotu – odbiorcy zawierającego umowę PPA. W tym zakresie rekomendujemy zgłoszenie poprawki do projektu poprzez wykreślenie automatycznej konsekwencji przeniesienia gwarancji pochodzenia na odbiorcę w postaci umorzenia gwarancji pochodzenia i w związku z tym pozostawienie większej swobody odbiorcy co do możliwości zarządzania tymi prawami.	
523.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (art. 120 ust. 1 ustawy OZE)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** w art. 120: Proponuje się dodanie ust. 11 11. W celu wydania gwarancji pochodzenia dla ciepła dopuszcza się określenie ilości ciepła wprowadzonej do sieci metodą proporcjonalną w stosunku do ilości ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii określonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych na granicy bilansowej poszczególnych urządzeń wytwórczych wchodzących w skład danego źródła ciepła.” **Uzasadnienie:** Nowe jednostki biomasowe mogą powstać po likwidacji części jednostek węglowych w istniejących źródłach energii. W takim przypadku	**Uwaga przyjęta**

			racjonalnym wydaje się wykorzystanie obecnej infrastruktury służącej do wyprowadzenia ciepła. Wówczas na „jednym przyłączu" mogłyby funkcjonować instalacja OZE biomasowa (korzystająca ze wsparcia OZE) i jednostki konwencjonalne.	
524.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (art. 120 ust. 1 ustawy OZE)	TOE	Art. 120. 1. Gwarancja pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, **w tym w morskich farmach wiatrowych w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych,** wydawana w postaci elektronicznej, zwana dalej „gwarancją pochodzenia", jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z uniknięte emisji gazów cieplarnianych oraz, że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii. Uzasadn Na skutek wejścia w życie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych z ustawy o odnawialnych źródłach energii została usunięta większość odniesień do energii elektrycznej wytwarzanej w morskich farmach wiatrowych. Jednocześnie brzmienie np. art. 191 oraz 192 ustawy o odnawialnych źródłach energii, które wprost odnoszą się do instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej „energię wiatru na morzu", może – *a contrario* - prowadzić do błędnych konkluzji, iż	**Uwaga nieprzyjęta** Ustawodawca stoi na stanowisku, że definicja instalacji odnawialnego źródła energii uwzględnia także morskie farmy wiatrowe, dlatego zaproponowane zmiany są bezprzedmiotowe. Zgodnie z definicją odnawialne źródło energii to m.in. odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru. Brak bezpośredniego dookreślenia wskazuje, że może to być zarówno energii z lądu jak i z morza.

			zawarta w ustawie o odnawialnych źródłach energii definicja odnawialnego źródła energii (art. 2 pkt 22) nie obejmuje energii wiatru na morzu. Konsekwencją takiej interpretacji byłoby ryzyko uznania, iż w odniesieniu do energii elektrycznej wytwarzanej w morskich farmach wiatrowych wytwórcom nie będą przysługiwały gwarancje pochodzenia, co nie było intencją ustawodawcy. Mając na uwadze powyższe, w celu uniknięcia wątpliwości proponuje się doprecyzowanie art. 120 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii poprzez jednoznaczne odniesienie również do morskich farm wiatrowych.ienie:	
525.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (art. 120 ust. 1 ustawy OZE)	PGE	Art. 120. 1. Gwarancja pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, **w tym w morskich farmach wiatrowych w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych,** wydawana w postaci elektronicznej, zwana dalej „gwarancją pochodzenia", jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z uniknięte emisji gazów cieplarnianych oraz, że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii. Uzasadnienie: Na skutek wejścia w życie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych z ustawy OZE została usunięta	**Uwaga nieprzyjęta** Ustawodawca stoi na stanowisku, że definicja instalacji odnawialnego źródła energii uwzględnia także morskie farmy wiatrowe, dlatego zaproponowane zmiany są bezprzedmiotowe. Zgodnie z definicją odnawialne źródło energii to m.in. odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru. Brak bezpośredniego dookreślenia wskazuje, że może to być zarówno energii z lądu jak i z morza.

			większość odniesień do energii elektrycznej wytwarzanej w morskich farmach wiatrowych. Jednocześnie brzmienie np. art. 191 oraz 192 ustawy OZE, które wprost odnoszą się do instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej „energię wiatru na morzu", może – a contrario - prowadzić do błędnych konkluzji, iż zawarta w ustawie OZE definicja odnawialnego źródła energii nie obejmuje energii wiatru na morzu. Konsekwencją takiej interpretacji byłoby ryzyko uznania, iż w odniesieniu do energii elektrycznej wytwarzanej w morskich farmach wiatrowych wytwórcom nie będą przysługiwały gwarancje pochodzenia, co nie było intencją ustawodawcy.	
526.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (art. 120 ust. 4 ustawy OZE)	Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki	**Propozycja:** Wydanie i zbycie gwarancji pochodzenia następuje niezależnie od korzystania z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii oraz nie stanowi pomocy publicznej. **Uzasadnienie**: Doprecyzowanie wskazanego fragmentu, że wydanie gwarancji pochodzenia nie stanowi pomocy publicznej ograniczy ryzyko regulacyjne przedsiębiorstw energetycznych oraz podmiotów prowadzących obrót tymi gwarancjami w połączeniu np. z korzystaniem innych systemów wsparcia opartych o pomoc publiczną (tj. brak ryzyka wystąpienia tzw. nadkompensaty). Ponadto rozszerzenie ustępu doprecyzuje przepisy zdefiniowane w kolejnych ustępach art. 120 uOZE.	**Uwaga przyjęta**

527.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (art. 120 ust. 4 ustawy OZE)	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu Energa S.A	Proponujemy art. 120 ust 4 nadać brzmienie: *4. Wydanie i zbycie gwarancji pochodzenia następuje niezależnie od korzystania z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii oraz nie stanowi pomocy publicznej.* Doprecyzowanie wskazanego fragmentu, że wydanie gwarancji pochodzenia nie stanowi pomocy publicznej ograniczy ryzyko regulacyjne przedsiębiorstw energetycznych oraz podmiotów prowadzących obrót tymi gwarancjami w połączeniu np. z korzystaniem innych systemów wsparcia opartych o pomoc publiczną (tj. brak ryzyka wystąpienia tzw. nadkompensaty). Ponadto rozszerzenie ustępu doprecyzuje przepisy zdefiniowane w kolejnych ustępach art. 120 uOZE.	**Uwaga przyjęta**
528.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (art. 120 ust. 4 ustawy OZE)	**Izba Gospodarcza Gazownictwa/PSG sp. z o.o.**	Art. 120 ust 5 W celu wydania gwarancji pochodzenia za wprowadzenie w inne miejsce niż sieć uznaje się, w przypadku: 1) energii elektrycznej – dostarczenie za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny; 2) biometanu i wodoru odnawialnego – wytworzenie albo transport środkami transportu innymi niż sieci gazowe. Powstaje pytanie, czy przez sformułowanie „wytworzenie” opisane w pkt 2, należy rozumieć wytwarzanie na potrzeby własne lub zużycie w miejscu wytworzenia? Generalnie wytworzenie biometanu poprzedza również proces wprowadzenia tego paliwa do sieci, zatem należy dokonać rozróżnienia pomiędzy wytworzeniem w celu wprowadzenia w miejsce inne niż sieć, od	**Uwaga wyjaśniona** Materia zostanie uregulowana w aktach wykonawczych lub instrukcjach ruchu.

			wytworzenia w celu wprowadzenia biometanu do sieci.	
529.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (art. 120 ust. 4 ustawy OZE)	PSEW	4. **Wydanie i** zbycie gwarancji pochodzenia następuje niezależnie od korzystania z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii oraz nie stanowi pomocy publicznej. Uzasadnienie: Doprecyzowanie wskazanego fragmentu, że wydanie gwarancji pochodzenia nie stanowi pomocy publicznej ograniczy ryzyko regulacyjne przedsiębiorstw energetycznych oraz podmiotów prowadzących obrót tymi gwarancjami w połączeniu np. z korzystaniem innych systemów wsparcia opartych o pomoc publiczną (tj. brak ryzyka wystąpienia tzw. nadkompensaty). Ponadto rozszerzenie ustępu doprecyzuje przepisy zdefiniowane w kolejnych ustępach art. 120 uOZE.	**Uwaga przyjęta**
530.	Art. 1 pkt 77 lit. c projektu ustawy (art. 120 ust. 5 ustawy OZE)	Polska Platforma LNG i bioLNG	Przepis powinien obejmować również wykorzystanie energii elektrycznej na potrzeby produkcji biometanu, lub skroplonego biometanu	**Uwaga niezrozumiała** Przepis art. 120 ust. 5 wskazuje na możliwość wydania gwarancji pochodzenia, również w sytuacji, gdy (w przypadku biometanu) nie został on wprowadzony do sieci gazowej a przetransportowany (np. po skropleniu) innymi środkami transportu.
531.	Art. 1 pkt 77 lit. c projektu ustawy (art. 120 ust. 5 ustawy OZE)	SEO	Art. 120 ust. 5 pkt. 1): *„5. W celu wydania gwarancji pochodzenia za wprowadzenie w inne miejsce niż sieć uznaje się, w przypadku:* *1) energii elektrycznej – dostarczenie za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do*	**Uwaga nieprzyjęta** Nie ma możliwości uznania ciepła wytworzonego przez energię elektryczną z OZE jako ciepło z OZE. Przepis byłby bez praktycznego znaczenia.

			instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny (propozycja dodania słów) albo ***ciepło lub chłód;”*** Uzasadnienie: Katalog przypadków, w których, w celu wydania gwarancji pochodzenia za „wprowadzenie w inne miejsce niż sieć” w rozumieniu art. 120 ust. 1 należy rozszerzyć o przypadki konwersji energii elektrycznej do postaci ciepła lub chłodu, w tym także jeśli energia elektryczna ulegająca konwersji zostaje wprowadzona bezpośrednio do instalacji wytwarzającej ciepło lub chłód.	
532.	Art. 1 pkt 77 lit. c projektu ustawy (art. 120 ust. 5 pkt 1 ustawy OZE)	TGE	Wykreślenie art. 120 ust. 7 Zgodnie z projektowanym ust. 2c – 2d oraz 11a w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzana jest definicja umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, która może zostać zawarta bezpośrednio pomiędzy wytwórcą, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii a odbiorcą (dalej: „umowa PPA”). Jednocześnie intencją projektodawcy wyrażoną w uzasadnieniu jest, by wytwórca będący stroną takiej umowy i jednocześnie podmiotem, który występuje o gwarancje pochodzenia nie miał możliwości zbycia tej gwarancji na korzyść innego podmiotu niż ten, który również jest stroną tej umowy. Uzasadnieniem jest charakter umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, która wiąże obie strony konkretnym zobowiązaniem. W naszej ocenie nie jest zasadne ograniczanie swobody rynkowego obrotu gwarancjami pochodzenia.	**Uwaga przyjęta** Usunięto projektowany przepis art. 120 ust. 7 i 9 uOZE.

			Podkreślenia wymaga, że obecnie stanowią one odrębny strumień przychodów wytwórców energii z instalacji odnawialnych źródeł energii, a obligatoryjne przekazywanie tych instrumentów w ramach umowy PPA doprowadziłoby do marginalizacji ich wartości. Jednocześnie osiąganie przychodów z tytułu zbycia gwarancji pochodzenia przez inwestorów realizujących projekty OZE podnosi poziom ich konkurencyjności w procesie zabezpieczania taryfy w systemie aukcyjnym, w konsekwencji przekładając się na zmniejszenie kosztów związanych z funkcjonowaniem systemów wsparcia, przyznających pomoc publiczną w formule konkurencyjnej. Obligatoryjne przekazywanie gwarancji pochodzenia z jednej strony uszczupli potencjalne przychody uzyskiwane przez wytwórców energii z instalacji odnawialnych źródeł energii, z drugiej zaś znacząco ograniczy obrót gwarancjami pochodzenia i ich ogólną dostępność. Powyższe postrzegamy więc jako zjawisko negatywne zarówno z punktu widzenia interesu wytwórców, jak również płynności obrotu. Powyższe może stanowić istotny problem również z punktu widzenia przemysłu, w związku ze zmodyfikowanym na mocy *ustawy z dnia 9 lutego 2022 r. o zmianie ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych* systemem rekompensat. Podmioty zainteresowane otrzymaniem wsparcia muszą spełnić jeden z trzech warunków określonych w tej ustawie. Jednym z nich jest wykazanie, że w roku kalendarzowym, za który zostały przyznane rekompensaty, co najmniej 30% energii	

			elektrycznej, w odniesieniu do której uzyskano rekompensaty, została wytworzona ze źródeł zapewniających całkowite uniknięcie emisji gazów cieplarnianych. Może to zostać zrealizowane poprzez uzyskanie potwierdzenia umorzenia gwarancji pochodzenia. Podkreślić należy, że ograniczenie obrotu gwarancjami pochodzenia i obligatoryjne przekazywanie oraz umarzanie tych instrumentów może znacząco utrudnić możliwość pozyskania tych instrumentów na potrzeby spełnienia przywołanych kryteriów przyznania wsparcia. Mając na uwadze powyższe rekomendujemy, by swoboda obrotu i realizowania czynności rejestrowych dla gwarancji pochodzenia nie były ograniczane.	
533.	Art. 1 pkt 77 lit. c projektu ustawy (art. 120 ust. 5 pkt 2 ustawy OZE)	PGNIG	W treści art. 120 ust. 5 pkt 2 Ustawy przewidziano, że w celu wydania gwarancji pochodzenia za wprowadzenie w inne miejsce niż sieć, w przypadku biometanu uznaje się wytworzenie albo transport środkami transportu innymi niż sieci gazowe. W tym kontekście pojawia się wątpliwość, czy przez sformułowanie „wytworzenie” należy rozumieć wytwarzanie na potrzeby własne lub zużycie w miejscu wytworzenia. Generalnie wytworzenie biometanu poprzedza również proces wprowadzenia tego paliwa do sieci, zatem należy dokonać rozróżnienia pomiędzy wytworzeniem w celu wprowadzenia w miejsce inne niż sieć, od wytworzenia w celu wprowadzenia biometanu do sieci.	**Uwaga przyjęta** Przepisy zostaną doprecyzowane w celu wskazanie, że chodzi i sytuację obejmującą: *wytworzenie i transportowanie biometanu środkami transportu innymi niż sieci gazowe*.
534.	Art. 1 pkt 77 projektu	Polskie Stowarzysze	Przedmiotowa zmiana uniemożliwi przeniesienie gwarancji pochodzenia na podmiot inny niż stronę umowy PPA, co w praktyce ograniczy możliwości	**Uwaga przyjęta** Usunięto projektowany przepis art. 120 ust. 7 i 9 uOZE.

	ustawy (Art. 120 ust. 7 ustawy OZE)	nie Fotowoltaiki PSEW	negocjacyjne wytwórcy, a w konsekwencji utrudni lub uniemożliwi sprzedaż takiej gwarancji, zwłaszcza w sytuacji gdy odbiorca końcowy nie będzie zainteresowany nabyciem takiej gwarancji lub nie będzie mógł jej nabyć.	
535.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (Art. 120 ust. 7 ustawy OZE)	SEO	Zgodnie z projektowanym ust. 2c – 2d oraz 11a w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzana jest definicja umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, która może zostać zawarta bezpośrednio pomiędzy wytwórcą, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii a odbiorcą (dalej: „umowa PPA"). Jednocześnie intencją projektodawcy wyrażoną w uzasadnieniu, częściowo znajdującą odzwierciedlenie w projektowanym art. 120 ust. 7 jest, by wytwórca będący stroną takiej umowy i jednocześnie podmiotem, który występuje o gwarancje pochodzenia nie miał możliwości zbycia tej gwarancji na korzyść innego podmiotu niż ten, który również jest stroną tej umowy. Uzasadnieniem jest charakter umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, która wiąże obie strony konkretnym zobowiązaniem. W ocenie Stowarzyszenia nie jest zasadne ograniczanie swobody rynkowego obrotu gwarancjami pochodzenia. Podkreślenia wymaga, że obecnie stanowią one odrębny strumień przychodów wytwórców energii z instalacji odnawialnych źródeł energii, a obligatoryjne przekazywanie tych instrumentów w	**Uwaga przyjęta** Usunięto projektowany przepis art. 120 ust. 7 i 9 uOZE.

			ramach umowy PPA doprowadziłoby do marginalizacji ich wartości. Jednocześnie osiąganie przychodów z tytułu zbycia gwarancji pochodzenia przez inwestorów realizujących projekty OZE podnosi poziom ich konkurencyjności w procesie zabezpieczania taryfy w systemie aukcyjnym, w konsekwencji przekładając się na zmniejszenie kosztów związanych z funkcjonowaniem systemów wsparcia, przyznających pomoc publiczną w formule konkurencyjnej. Obligatoryjne przekazywanie gwarancji pochodzenia z jednej strony uszczupli potencjalne przychody uzyskiwane przez wytwórców energii z instalacji odnawialnych źródeł energii, z drugiej zaś znacząco ograniczy obrót gwarancjami pochodzenia na Towarowej Giełdzie Energii i ich ogólną dostępność. Powyższe postrzegamy więc jako zjawisko negatywne zarówno z punktu widzenia interesu wytwórców, jak również płynności obrotu. Powyższe może stanowić istotny problem również z punktu widzenia przemysłu, w związku ze zmodyfikowanym na mocy *ustawy z dnia 9 lutego 2022 r. o zmianie ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych* systemem rekompensat. Podmioty zainteresowane otrzymaniem wsparcia muszą spełnić jeden z trzech warunków określonych w tej ustawie. Jednym z nich jest wykazanie, że w roku kalendarzowym, za który zostały przyznane rekompensaty, co najmniej 30% energii elektrycznej, w odniesieniu do której uzyskano rekompensaty, została wytworzona ze źródeł zapewniających całkowite uniknięcie emisji gazów cieplarnianych. Może to zostać zrealizowane poprzez	

			uzyskanie potwierdzenia umorzenia gwarancji pochodzenia. Podkreślić należy, że ograniczenie obrotu gwarancjami pochodzenia i obligatoryjne przekazywanie oraz umarzanie tych instrumentów może znacząco utrudnić możliwość pozyskania tych instrumentów na potrzeby spełnienia przywołanych kryteriów przyznania wsparcia. Mając na uwadze powyższe rekomendujemy, by swoboda obrotu i realizowania czynności rejestrowych dla gwarancji pochodzenia nie były ograniczane.	
536.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (Art. 120 ust. 7 – 10 ustawy OZE)	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii PIPC	W przypadku zawarcia umowy PPA – umowy na sprzedaż energii bezpośrednio między wytwórcą i odbiorcą – i uregulowania w niej od razu kwestii dot. gwarancji pochodzenia, tj. przeniesienia w tej umowie gwarancji pochodzenia na odbiorcę, gwarancje te podlegają **niezwłocznemu umorzeniu przez tego odbiorcę**. Na gruncie takiego stosunku prawnego, wytwórca będący jednocześnie podmiotem, który występuje o gwarancje pochodzenia nie ma zatem możliwości zbycia tej gwarancji na korzyść innego podmiotu niż ten tego, który również jest stroną tej umowy. **Istotny jest zatem fakt, że podmiot zawierając umowę PPA bezpośrednio z wytwórcą, w której reguluje kwestie przeniesienia również gwarancji pochodzenia, wytwórca nie będzie miał możliwości przeniesienia tych gwarancji pochodzenia na konto podmiotu w rejestrze (zapisu w rejestrze na podmiot), tylko od razu zobowiązany będzie do ich umorzenia. Podmiot zatem nie będzie mógł dalej obracać tymi gwarancjami pochodzenia (nie będzie mógł sprzedać ich innemu podmiotowi).**	**Uwaga przyjęta** Usunięto projektowany przepis art. 120 ust. 7 i 9 uOZE.

			Rekomendujemy wniesienie poprawki do projektu przewidującej **wykreślenie automatycznej konsekwencji przeniesienia gwarancji pochodzenia na odbiorcę w postaci umorzenia gwarancji pochodzenia** i w związku z tym pozostawienie większej swobody odbiorcy co do możliwości zarządzania tymi prawami.	
537.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (Art. 120 ust. 10 ustawy OZE)	TGE	Art. 120 ust. 10: *„10. W przypadku, gdy konwersji energetycznej, o której mowa w ust. 8, dokonuje się w instalacji odnawialnego źródła energii tego samego wytwórcy, gwarancja* ***pochodzenia wydana dla rodzajów lub nośników pierwotnych energii*** *nie może zostać przeniesiona i podlega niezwłocznemu umorzeniu.”* *Uzasadnienie:* Wprowadzona zmiana jest spójna z projektowanym brzmieniem art. 120 ust. 9, zgodnie z którym ograniczono możliwość przeprowadzania konwersji do wykorzystania rodzajów lub nośników pierwotnych energii pozyskanych na podstawie umowy PPA. Nie znajduje uzasadnienia wprowadzenie ograniczenia do gwarancji pochodzenia dla rodzajów lub nośników pochodnych – te powinny podlegać przepisom ogólnym w zakresie gwarancji pochodzenia właściwym dla gwarancji dla energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego i nie widzimy potrzeby ograniczania swobody ich obrotu.	**Uwaga przyjęta**
538.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (Art. 120	Polska Platforma LNG i bioLNG	To by oznaczało, że w przypadku produkcji energii elektrycznej z biogazu i używania jej do wytwarzania bioLNG w ramach tej samej instalacji, gwarancja pochodzenia nie należałaby się takiemu wytwórcy?	**Uwaga przyjęta** Przyjęto możliwość wydawania gwarancji pochodzenia dla biogazu.

	ust. 10 ustawy OZE)			
539.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (Art. 120 ust. 10 ustawy OZE)	SEO	Art. 120 ust. 10: *10. W przypadku, gdy konwersji energetycznej, o której mowa w ust. 8, dokonuje się w instalacji odnawialnego źródła energii tego samego wytwórcy, gwarancja* ***pochodzenia wydana dla rodzajów lub nośników pierwotnych energii*** *nie może zostać przeniesiona i podlega niezwłocznemu umorzeniu.* *Uzasadnienie:* Proponowana zmiana jest spójna z projektowanym brzmieniem art. 120 ust. 9, zgodnie z którym ograniczono możliwość przeprowadzania konwersji do wykorzystania rodzajów lub nośników pierwotnych energii pozyskanych na podstawie umowy PPA. Nie znajduje uzasadnienia wprowadzenie ograniczenia do gwarancji pochodzenia dla rodzajów lub nośników pochodnych – te powinny podlegać przepisom ogólnym w zakresie gwarancji pochodzenia właściwym dla gwarancji dla energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego i nie widzimy potrzeby ograniczania swobody ich obrotu.	**Uwaga przyjęta**
540.	Dodanie art. 120 ust. 11 ustawy OZE	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** w art. 120: Proponuje się dodanie ust. 11 11. W celu wydania gwarancji pochodzenia dla ciepła dopuszcza się określenie ilości ciepła wprowadzonej do sieci metodą proporcjonalną w stosunku do ilości ciepła wytworzonego z	**Uwaga przyjęta**

			odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii określonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych na granicy bilansowej poszczególnych urządzeń wytwórczych wchodzących w skład danego źródła ciepła.” **Uzasadnienie:** Nowe jednostki biomasowe mogą powstać po likwidacji części jednostek węglowych w istniejących źródłach energii. W takim przypadku racjonalnym wydaje się wykorzystanie obecnej infrastruktury służącej do wyprowadzenia ciepła. Wówczas na „jednym przyłączu” mogłyby funkcjonować instalacja OZE biomasowa (korzystająca ze wsparcia OZE) i jednostki konwencjonalne.	
541.	Dodanie art. 120 ust. 11 ustawy OZE	PGNIG PGNIG TERMIKA	Dodanie ust. 11 w art. 120 Ustawy ***„11. W celu wydania gwarancji pochodzenia dla ciepła dopuszcza się określenie ilości ciepła wprowadzonego do sieci metodą proporcjonalną w stosunku do ilości ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii określonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych na granicy bilansowej poszczególnych urządzeń wytwórczych wchodzących w skład danego źródła ciepła****.”;* Uzasadnienie: Nowe jednostki biomasowe mogą powstać po likwidacji części jednostek konwencjonalnych w istniejących źródłach ciepła. W takiej sytuacji jedno, istniejące już przyłączenie mogłoby służyć do wyprowadzenia zarówno ciepła z instalacji OZE	**Uwaga nieprzyjęta** Poza zakresem dyrektywy RED II.

			(nowe jednostki biomasowe korzystające ze wsparcia), jak i ciepła z jednostek konwencjonalnych. W takim przypadku racjonalne jest umożliwienie wyk orzystania istniejącej infrastruktury służącej do wyprowadzenia ciepła i pozwolenie na zastosowania proporcjonalnej metody obliczania ilości ciepła wytworzonego w instalacjach OZE.	
542.	Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy (Art. 121 ust. 1 ustawy OZE)	TOE	<u>Proponujemy, żeby wprowadzić możliwość uzyskania gwarancji pochodzenia przez sprzedawcę.</u> „1. Gwarancje pochodzenia wydaje się na pisemny wniosek wytwórcy energii elektrycznej lub biometanu lub ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii oraz z mikroinstalacji, zwany dalej „wnioskiem o wydanie gwarancji pochodzenia". Gwarancje pochodzenia z mikroinstalacji wydaje się na wniosek Sprzedawcy Zobowiązanego lub Sprzedawcy Wybranego. Sprzedawca Zobowiązany lub Sprzedawca Wybrany występuje o wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia dla zagregowanej ilości wytworzonej energii z mikroinstalacji swoich klientów." Uzasadnienie: Uzasadnieniem tego stanu rzeczy jest marginalny udział podmiotów posiadających takie instalacje w rejestrze gwarancji pochodzenia, natomiast dla sprzedawcy zobowiązanego lub sprzedawcy wybranego, a w przyszłości również agregatora ta ilość stanowi duży udział i znaczące jest uzyskanie korzyści	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z Dyrektywą RED II wydawanie gwarancji pochodzenia może podlegać wymogowi minimalnej mocy. Co więcej szczególne regulacje w obszarze mikroinstalacji prowadzą do wątpliwości, na jaki rodzaj energii oddanej do sieci powinna zostać wydana gwarancja pochodzenia, skoro system opustów zakłada możliwość odebrania wyprodukowanej energii z sieci.

			z potwierdzania pochodzenia nadwyżek energii jego klientów i w związku z tym możliwości zaoferowania lepszej oferty sprzedaży energii pochodzących z odnawialnych źródeł lub zaoferowanie prosumentom lepszej ceny odkupu nadwyżki energii.	
543.	Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy (Art. 121 ustawy OZE)	Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki PSEW	Proponujemy wprowadzenie rozwiązania, zgodnie z którym możliwe jest złożenie przez wytwórcę OZE wspólnego wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla wszystkich posiadanych przez tego wytwórcę małych instalacji, a w konsekwencji wydawanie przez URE jednej decyzji dla grupy instalacji. W naszej ocenie, wobec faktu znacznej ilości małych instalacji PV, wpłynie to na efektywność procesu wydawania GP, obniżenie obciążenia zarówno wytwórców, jak i URE.	**Uwaga nieprzyjęta** Złożenie wspólnego wniosku w sposób istotny wpłynęłoby funkcjonowanie systemu przeznaczonego do obsługi rejestru gwarancji pochodzenia w TGE.
544.	Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy (Art. 121 ust. 1 i 2 ustawy OZE)	PSE	**Rola operatorów systemu w zakresie gwarancji pochodzenia** Proponuje się zmienić ust. 1 tak by możliwe było składanie wniosków nie tylko w formie pisemnej, ale również w formie elektronicznej. W ust. 2 pkt 1) proponuje się następujące zmiany: „energii elektrycznej – w przypadku energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci składa się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, a w pozostałych przypadkach, w tym w przypadku połączenia instalacji odnawialnego źródła energii poprzez linię bezpośrednią, o której mowa w art. 3 pkt 11f ustawy	**Uwaga przyjęta** Zmieniono treść artykułu podkreślając, iż Operator potwierdza wyłącznie energię wprowadzoną do sieci.

			– Prawo energetyczne, lub gdy energia elektryczna wytworzona z tej instalacji zostaje dostarczona bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny – do jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji lub innej krajowej jednostki stowarzyszonej w ramach Europejskiej Współpracy w Dziedzinie Akredytacji, ustanowionej zgodne z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 765/2008 z dnia 9 lipca 2008 r. ustanawiającym wymagania w zakresie akredytacji i nadzoru rynku odnoszące się do warunków wprowadzania produktów do obrotu i uchylające rozporządzenie (EWG) nr 339/93 (Dz. Urz. UE L 218 z 13.08. 2008 r.), zwanej dalej „jednostką akredytowaną”, Operator systemu elektroenergetycznego może potwierdzać tylko energię elektryczną wprowadzoną do sieci. Pozostałe przypadki powinny być objęte potwierdzaniem przez Polskie Centrum Akredytacji lub inną krajową jednostkę stowarzyszoną w ramach Europejskiej Współpracy w Dziedzinie Akredytacji. Ten sposób sformułowania przepisu pozwoli uniknąć luk w regulacji.	
545.	Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy (Art. 121 ust. 2 ustawy OZE	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	W nawiązaniu do powyższych propozycji, niezbędne jest wprowadzenie mechanizmu wnioskowania o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku dostarczania odnawialnej energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej. Uwzględnienie instrumentu gwarancji pochodzenia dla potwierdzenia pochodzenia energii elektrycznej dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej jak również w przypadku umów sprzedaży energii	**Uwaga nieprzyjęta** Ze względu na „wyspowy” charakter linii bezpośredniej przyjęto, iż wniosek składany będzie do jednostki akredytowanej.

			elektrycznej z odnawialnego źródła energii ma dwa główne cele: 1) 1) doprecyzowanie o jaką energię elektryczną chodzi, aby w konsekwencji uniknąć wątpliwości, czy jest tu mowa o energii wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci, czy np. tej określonej w grafiku, 2) 2) wsparcie i uaktywnienie funkcjonowania instrumentu gwarancji pochodzenia. Ponadto, przyjęcie takiej koncepcji jest zgodne z aktualnym brzmieniem ustawy o OZE i intencją ustawodawcy wprowadzającego system gwarancji pochodzenia. Zgodnie z art. 120 ust. 1 ustawy o OZE, *gwarancja pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii (...) jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych oraz że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii.* Właściwym podmiotem do składania wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, tak samo jak w przypadku energii z OZE wprowadzonej do sieci powinien być operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja OZE. art. 121 ust. 2 otrzymuje brzmienie: *Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia składa się do operatora systemu dystrybucyjnego*	

			elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem. W przypadku energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii składa wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja odnawialnego źródła energii, w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem.	
546.	Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy (art. 121 ust. 2 pkt 1 ustawa OZE)	NCBR	**Propozycja:** System powinien być prosty dlatego wydawaniem gwarancji pochodzenia powinien zajmować się jeden organ, a nie kilka np. URE Proponujemy: „2. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia, wydawany jest przez organ do tego powołany w ramach ministerstwa odpowiedzialnego za energię (tu: Ministerstwo Klimatu i Środowiska)” **Uzasadnienie:** Dla uproszczenia systemu i przejrzystości działania powinien być jeden organ zajmujący się wydawaniem gwarancji pochodzenia. Zgodnie z dążeniem UE działania powinny być tak konstruowane aby ułatwiać podmiotom działanie. Stworzenie kilku podmiotów, dodatkowo jeszcze	**Uwaga wyjaśniona** Ze względu na rozszerzenie nośników, dla których można wydać gwarancje pochodzenia oraz ich różnych właściwości nie jest możliwe wybranie jednego organu , do którego można składać wnioski o wydanie gwarancji pochodzenia. Niemniej jednak podkreśla się, że tylko URE jest podmiotem uprawnionym do wydania gwarancji pochodzenia.

			zmiennych zależenie od źródeł lub instalacji komplikuje cały system. Brak przejrzystości nie zachęca do podejmowania działań w danym obszarze.	
547.	Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy (art. 121 ust. 2 ustawy OZE)	Polska Platforma LNG i bioLNG	Produkcja biometanu odbywa się w sposób ciągły. Czy ten wniosek sporządza się za poprzedni rok, czy za poprzedni miesiąc, czy za jakiś inny okres, lub sposób. Zapis wymaga doprecyzowania.	**Uwaga wyjaśniona** Szczegóły dotyczące terminów sporządzania wniosku uregulowane zostały w treści art. 121 ust. 3 pkt 4 projektu UC99, zgodnie z którym: *„4) określenie okresu, obejmującego jeden lub więcej następujących po sobie miesięcy kalendarzowych danego roku kalendarzowego, w którym odpowiednio energia elektryczna, biometan, ciepło albo chłód lub wodór odnawialny zostały wytworzone z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, ze wskazaniem daty rozpoczęcia i zakończenia ich wytwarzania, przy czym okres ten nie może być dłuższy niż 6 miesięcy i musi zawierać się w danym roku kalendarzowym;”*
548.	Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy (Art. 121 ust. 2 pkt 1 ustawy OZE	TGE SEO	Art. 121 ust. 2 pkt. 1: *„2. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia, w przypadku:* *1) energii elektrycznej – składa się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, a w przypadku korzystania tej instalacji z linii bezpośredniej, o której mowa w art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne, lub gdy energia elektryczna wytworzona z tej instalacji zostaje dostarczona bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny (propozycja dodania słów:)* ***lub ciepło albo chłód*** *– do jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji lub innej krajowej jednostki stowarzyszonej w ramach Europejskiej Współpracy w*	**Uwaga nieprzyjęta** Nie ma możliwości uznania ciepła wytworzonego przez energię elektryczną z OZE jako ciepło z OZE. Przepis byłby bez praktycznego znaczenia.

			Dziedzinie Akredytacji, ustanowionej zgodne z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 765/2008 z dnia 9 lipca 2008 r. ustanawiającym wymagania w zakresie akredytacji i nadzoru rynku odnoszące się do warunków wprowadzania produktów do obrotu i uchylające rozporządzenie (EWG) nr 339/93 (Dz. Urz. UE L 218 z 13.08. 2008 r.), zwanej dalej „jednostką akredytowaną", *Uzasadnienie:* Postulat doprecyzowania zapisów dotyczących wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku dostarczenia energii elektrycznej bezpośrednio do instalacji wytwarzającej ciepło albo chłód.	
549.	Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy (Art. 121 ust. 2 pkt 2 i 4 ustawy OZE)	PGNIG	Zmiana art. 121 ust. 2 pkt 2 i 4 Ustawy *„2. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia, w przypadku:* *1) (...)* *2) biometanu – składa się do operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego,* ***do którego sieci*** ~~*na którego obszarze działania*~~ *została* ***wprowadzona energia z*** *odnawialnego źródła energii, a w przypadku wytworzenia albo transportu środkami transportu innymi niż sieci gazowe – do jednostki akredytowanej, (...)* *4) wodoru odnawialnego – składa się do* ***podmiotu, do którego sieci został wprowadzony wodór odnawialny****, a w przypadku wytworzenia albo transportu środkami transportu innymi niż sieci gazowe – do jednostki akredytowanej* *- w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytwarzania danej ilości objętej wnioskiem odpowiednio energii*	**Uwaga częściowo przyjęta** Brak zasadności dla takiej zmiany w przypadku wodoru odnawialnego, ponieważ mowa w tym kontekście wyłącznie o sieciach gazowych, które są obecnie w gestii operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego. W momencie wprowadzenia regulacji dla „sieci wodorowych", treść niniejszego przepisu zostanie najpewniej zmieniona.

			elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego. *5. Weryfikacji danych, o których mowa w ust. 3 pkt **1 i 3** ~~4~~ i ~~6 i 8~~ zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku:* <u>Uzasadnienie:</u> Uzasadniając zmianę art. 121 ust. 2 Ustawy wskazać należy, że proponowane rozróżnienie jest konieczne, gdyż obszarem działania OGP Gaz-System oraz Polskiej Spółki Gazownictwa jest terytorium całego kraju. Ich obszary działania określone w koncesji pokrywają się wzajemnie i pokrywają również w obszarami działania małych operatorów systemów dystrybucyjnych. Podmiot wytwarzający biometan powinien zwracać się z wnioskiem za pośrednictwem operatora, do którego sieci jest przyłączony. W przypadku biowodoru koniecznym jest również doprecyzowanie, do którego operatora odnosi się projektowana kompetencja. Czy tylko takiego, do którego sieci dostarczany jest wodór odnawialny z danego źródła, czy też o obecnych operatorów, którzy nie odbierają wodoru. W początkowej fazie rozwoju rynku może nie być wyznaczonych operatorów sieci wodorowej, gdyż obecne przepisy tego nie wymagają. Zakres danych z wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia poddawanych weryfikacji przez operatorów należy ograniczyć do danych określonych w art. 121 ust. 3 pkt 1 i 3 Ustawy, które są przez operatora pozyskiwane i przetwarzane w procesie świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji tego paliwa. Przepisy prawa nie dają operatorowi prawa do weryfikacji z jakich surowców wytworzono biometan, jakie	

			są aktualne parametry techniczne instalacji czy kiedy dokonano wytworzenia danej ilości paliwa, które może podlegać magazynowaniu w miejscu wytworzenia. Operator nie posiada kompetencji do przeprowadzenia kontroli w tym zakresie. Dane te powinny być weryfikowane przez Prezesa URE, który posiada stosowne uprawnienia kontrolne. Propozycja alternatywna: Zmiana art. 121 ust. 2 pkt Ustawy „2. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia, w przypadku: (…) 2) biometanu – składa się do operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego ~~na którego obszarze działania~~ **jeżeli energia z odnawialnego źródła została wprowadzona do zarządzanego przez nich systemu**, a w przypadku wytworzenia albo transportu środkami transportu innymi niż sieci gazowe – do jednostki akredytowanej,” Uzasadnienie Proponowane rozróżnienie jest konieczne, gdyż dwaj najwięksi operatorzy (Gaz-System oraz Polska Spółka Gazownictwa) mają obszar działania na terytorium całego kraju. Ich obszary działania określone w koncesji pokrywają się wzajemnie i pokrywają również w obszarami działania małych OSD. Podmiot wytwarzający biometan powinien zwracać się z wnioskiem za pośrednictwem operatora, do którego systemu jest przyłączony.	
550.	Art. 1 pkt. 78 a) projektu ustawy	PIGEOR	„7) szacunkową wartość unikniętej emisji dwutlenku węgla w związku z wytworzeniem i wprowadzeniem do sieci lub wprowadzeniem w inne miejsce energii	**Uwaga przyjęta** Zrezygnowano z poświadczenia unikniętej emisji dwutlenku węgla.

	(Art. 121 ust. 3 ustawy OZE)		elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego” Uzasadnienie: Wymaganie zawarcia we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia wartości uniknięte j emisji będzie trudne wobec braku opracowanych przez KOBiZE wskaźników emisji dla biometanu, ponadto jest różna emisyjność uzależniona od rodzaju końcowego wykorzystania biometanu, konieczne jest dopracowanie tego punktu.	
551.	Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy (Art. 121 ust. 3 pkt 3 ustawy OZE)	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	Należy uwzględnić w przepisie art. 121 ust. 3 przypadek wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej i wskazać, jakie dane taki wniosek powinien zawierać. 5) art. 121 ust. 3 pkt 3 otrzymuje brzmienie: *3) dane dotyczące ilości wprowadzonej do sieci energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii* ***lub dane dotyczące ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne***	**Uwaga wyjaśniona** Obecny przepis art. 121 ust. 3 pkt 3 zakłada już przypadek wydania wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla energii dostarczanej za pomocą sieci bezpośredniej. To się mieści pod pojęciem „danych dotyczących ilości wprowadzonych do sieci lub **wprowadzonych w innym miejscu,**(…)”
552.	Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy (Art. 121 ust. 3 pkt 3 ustawy OZE)	Izba Gospodarcza Gazownictwa/PSG sp. z o.o.	Proponowane brzmienie: Art. 121 ust. 3. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia zawiera: 3) dane dotyczące ilości wprowadzonych do sieci lub wprowadzonych w innym miejscu, wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii odpowiednio energii elek-	**Uwaga nieprzyjęta** Zaproponowane uzupełnienie przepisu uniemożliwi zawarcie we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla ilości biometanu uwzględniających kondycjonowanie, niezależnie od tego jakie rodzaje gazów (konwencjonalnych czy też wytworzonych z biomasy) zostały użyte do procesu podwyższenia wartości ciepła spalania biometanu wprowadzanego do sieci gazowej.

			trycznej, biometanu bez uwzględnienia procesu kondycjonowania, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego, a w przypadku energii wytworzonej w procesie, o którym mowa w art. 120 ust. 8, również potwierdzenie umorzenia gwarancji pochodzenia wydanej dla rodzaju lub nośnika pierwotnego energii wykorzystanego w tym procesie; Należy mieć na uwadze, iż w przypadku biometanu ilość energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii będzie różna od ilości energii wprowadzonej do sieci gazowej w przypadku gdy będzie wymagane kondycjonowanie biometanu po jego wytworzeniu przed wprowadzeniem do sieci.	Uwzględnienie uwagi nie jest konieczne, ponieważ z definicji gwarancji pochodzenia wynika jasno, że jej przedmiotem może być tylko i wyłącznie energia odnawialna.
553.	Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy (Art. 121 ust. 3 pkt 3 ustawy OZE)	PGNIG	<u>Propozycja:</u> Zmiana art. 121 ust. 3 pkt 3 Ustawy *„3. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia zawiera:* *3) dane dotyczące ilości wprowadzonych do sieci lub wprowadzonych w innym miejscu, wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii odpowiednio energii elektrycznej, biometanu* ***bez uwzględnienia procesu kondycjonowania****, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego, a w przypadku energii wytworzonej w procesie, o którym mowa w art. 120 ust. 8, również potwierdzenie umorzenia gwarancji pochodzenia wydanej dla rodzaju lub nośnika pierwotnego energii wykorzystanego w tym procesie;* <u>Uzasadnienie:</u>	**Uwaga nieprzyjęta** Zaproponowane uzupełnienie przepisu uniemożliwi zawarcie we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia ilości biometanu uwzględniających kondycjonowanie, niezależnie od tego jakie rodzaje gazów (konwencjonalnych czy też wytworzonych z biomasy) zostały użyte do procesu podwyższenia wartości ciepła spalania biometanu wprowadzanego do sieci gazowej. Uwzględnienie uwagi nie jest konieczne, ponieważ z definicji gwarancji pochodzenia wynika jasno, że jej przedmiotem może być tylko i wyłącznie energia odnawialna.

			Należy mieć na uwadze, iż w przypadku biometanu ilość energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii będzie różna od ilości energii wprowadzonej do sieci gazowej w przypadku gdy będzie wymagane kondycjonowanie biometanu po jego wytworzeniu przed wprowadzeniem do sieci.	
554.	Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy (Art. 121 ust. 3 pkt 4 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A.	art. 121 ust. 3 pkt. 4 art. 121 ust. 3 pkt. 4 4) określenie okresu, obejmującego jeden lub więcej następujących po sobie miesięcy kalendarzowych danego roku kalendarzowego, w którym odpowiednio energia elektryczna, biometan, ciepło albo chłód lub wodór odnawialny zostały wytworzone z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, ze wskazaniem daty rozpoczęcia i zakończenia ich wytwarzania, przy czym okres ten nie może być dłuższy niż 12 miesięcy i musi zawierać się w danym roku kalendarzowym Uzasadnienie: Zgodnie z naszą wiedzą Gwarancje Pochodzenia uzyskują małe źródła o mocy powyżej 50 kW, dla których wystawianie wniosków o wydanie Gwarancji Pochodzenia za okres krótszy niż rok kalendarzowy jest nieuzasadnione z uwagi na mały wolumen wytworzonej energii. Są również odbiorcy końcowi, którzy poszukują rocznych Gwarancji Pochodzenia.	**Uwaga nieprzyjęta** Przyjęcie 6-miesięcznego okresu ma na celu aktywizację obrotu gwarancjami pochodzenia.
555.	Art. 1 pkt 78 lit. c projektu ustawy (Art. 121 ust. 5 pkt	SEO	Art. 121 ust. 5 pkt. 1: *„5. Weryfikacji danych, o których mowa w ust. 3 pkt 1 – 4, 6 i 8 zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku:* *1. 1) energii elektrycznej – dokonuje operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego*	**Uwaga odrzucona** Nie ma możliwości uznania ciepła wytworzonego przez energię elektryczną z OZE jako ciepło z OZE. Przepis byłby bez praktycznego znaczenia.

	1 ustawy OZE)		*lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego albo, w przypadku korzystania z linii bezpośredniej, o której mowa w art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne lub gdy energia elektryczna zostaje dostarczona bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór (propozycja dodania słów:)* ***lub ciepło albo chłód*** *– jednostka akredytowana,"* Uzasadnienie: Konsekwentnie do uwagi nr 4. – postulat doprecyzowania zasad weryfikacji danych zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku, w którym energia elektryczna dostarczana jest bezpośrednio do instalacji wytwarzającej ciepło albo chłód.	
556.	Art. 1 pkt 78 lit. c projektu ustawy (Art. 121 ust. 5 pkt 1 ustawy OZE)	SEO	Art. 121 ust. 5 pkt. 1: *„5. Weryfikacji danych, o których mowa w ust. 3 pkt 1 – 4, 6 i 8 zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku:* *1) energii elektrycznej – dokonuje operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego albo, w przypadku korzystania z linii bezpośredniej, o której mowa w art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne lub gdy energia elektryczna zostaje dostarczona bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór (propozycja dodania słów:)* ***lub ciepło albo chłód*** *– jednostka akredytowana,"* Uzasadnienie: Konsekwentnie do uwagi do art. 121 ust. 2 pkt 1 – postulat doprecyzowania zasad weryfikacji danych	**Uwaga nieprzyjęta** Nie ma możliwości uznania ciepła wytworzonego przez energię elektryczną z OZE jako ciepło z OZE. Przepis byłby bez praktycznego znaczenia.

			zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku, w którym energia elektryczna dostarczana jest bezpośrednio do instalacji wytwarzającej ciepło albo chłód.	
557.	Art. 1 pkt 78 projektu ustawy (Art. 121 ust. 2 pkt 2, i 4 oraz ust. 5, 7 i 9 ustawy OZE)	Izba Gospodarcza Gazownictwa/PSG sp. z o.o.	2. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia, w przypadku: 1) (…) 2) biometanu – składa się do operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego na którego obszarze działania jeżeli energia z odnawialnego źródła została wprowadzona do zarządzanego przez nich systemu, a w przypadku wytworzenia albo transportu środkami transportu innymi niż sieci gazowe – do jednostki akredytowanej, 3) (…) 4) wodoru odnawialnego – składa się do podmiotu do którego sieci został wprowadzony wodór odnawialny, a w przypadku wytworzenia albo transportu środkami transportu innymi niż sieci gazowe – do jednostki akredytowanej - w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytwarzania danej ilości objętej wnioskiem odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego. 3. (…) (…) 5. Weryfikacji danych, o których mowa w ust. 3 pkt 1 i 3 – 4 i 6 i 8 zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku: 1) (…)	**Uwaga przyjęta** w zakresie propozycji zmiany treści ust. 2 pkt 2 – doprecyzowującej konieczność składania wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla biometanu do operatora, do którego instalacja została fizycznie przyłączona. (patrz uwaga 579) Podmiot wytwarzający biometan powinien zwracać się z wnioskiem za pośrednictwem operatora, do którego systemu jest przyłączony.

			2) biometanu i wodoru odnawialnego – dokonuje operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego albo, w przypadku wytworzenia albo transportu środkami transportu innymi niż sieci gazowe – jednostka akredytowana, 3) (…) - i w terminie 30 dni od dnia jego otrzymania przekazuje ten wniosek Prezesowi URE, wraz z potwierdzeniem ilości odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego, wprowadzonej do sieci lub wprowadzonej w inne miejsce i ustalonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych.”, (…) „7. Na potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości biometanu wprowadzonego do sieci gazowej w celu wydawania gwarancji pochodzenia przyjmuje się: 1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biometanu, 2) miejsce dokonywania pomiarów ilości wytwarzanego biometanu, 3) sposób przeliczania ilości wytworzonego biometanu na ilość energii wyrażoną w MWh - określone w przepisach wydanych na podstawie art. 62. (…) 9. Na potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości wytworzonego wodoru odnawialnego w celu wydawania gwarancji pochodzenia przyjmuje się:	

			1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego wodoru w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących, w procesie wytwarzania wodoru, nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22, oraz inne paliwa, 2) miejsce dokonywania pomiarów ilości wodoru wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii, 3) sposób przeliczania ilości wytworzonego wodoru odnawialnego na ilość energii wyrażoną w MWh - weryfikowane corocznie przez jednostkę akredytowaną, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 62a.”; Uzasadniając zmianę ust. 2 wskazanego art., wskazać należy, że proponowane rozróżnienie jest konieczne, gdyż zarówno PSG i OSP mają obszar działania na terytorium całego kraju. Ich obszary działania określone w koncesji pokrywają się wzajemnie i pokrywają również w obszarami działania małych OSD. Podmiot wytwarzający biometan powinien zwracać się z wnioskiem za pośrednictwem operatora, do którego systemu jest przyłączony. W przypadku biowodoru koniecznym jest również doprecyzowanie o jakiego operatora - opisanego w ust. 2 pkt 4, chodzi – czy tylko takiego, do którego sieci dostarczany jest wodór odnawialny z danego źródła, czy chodzi o obecnych OSP i OSD, które nie odbierają wodoru. W początkowej fazie rozwoju rynku biometanu może nie być wyznaczonych operatorów sieci wodorowej, gdyż obecne przepisy tego nie wymagają.	

			Zakres danych z wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia poddawanych weryfikacji przez OSP i OSD należy ograniczyć do danych określonych w ust. 3 pkt 1 i 3, które są przez operatora pozyskiwane i przetwarzane w procesie świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji tego paliwa. Przepisy prawa nie dają operatorowi prawa do weryfikacji z jakich surowców wytworzono biometan, jakie są aktualne parametry techniczne instalacji czy kiedy dokonano wytworzenia danej ilości paliwa, które może podlegać magazynowaniu w miejscu wytworzenia. Operator nie posiada kompetencji do przeprowadzenia kontroli w tym zakresie. Dane te powinny być weryfikowane przez Prezesa URE, który posiada stosowne uprawnienia kontrolne.	
558.	Art. 1 pkt 79 projektu ustawy (Art. 122 ust. 1 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A.	*Art. 122* *1. W przypadku gdy wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia nie zawiera danych, o których mowa w art. 121 ust. 3 lub zawiera błędy, Prezes URE w terminie 7 dni od dnia otrzymania wniosku wzywa wnioskodawcę odpowiednio do uzupełnienia wniosku lub usunięcia błędów w terminie 14 dni od dnia doręczenia wezwania. Nieuzupełnienie braków lub nieusunięcie błędów we wniosku w wyznaczonym terminie, skutkuje pozostawieniem wniosku bez rozpoznania* *Uzasadnienie:* W związku z faktem, że kwestia składania wniosków o wydanie gwarancji pochodzenia w odniesieniu do ciepła, będzie stanowić nowość dla części przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz może się wiązać z dodatkowymi obciążeniami administracyjnymi, propo-	**Uwaga nieprzyjęta** Termin na usunięcie błędów lub uzupełnienie wniosku jest taki sam dla wszystkich nośników. Zaproponowane uzasadnienie wymagałoby podziału regulacji na energię elektryczną oraz pozostałe nośniki, na które zakłada się możliwość wydania gwarancji pochodzenia.

			nujemy wydłużenie terminu na uzupełnienie wniosku lub usunięcie błędów – z 7 do 14 dni od dnia doręczenia wezwania.	
559.	Art. 1 pkt 79 lit. a projektu ustawy (Art. 122 ust. 2 ustawy OZE)	Polska Platforma LNG i bioLNG	W związku z pośrednictwem operatorów dystrybucyjnych w tym procesie istnieje duże ryzyko, że gwarancje pochodzenia nie będą wydawane na czas.	**Uwaga wyjaśniona** Zgodnie z art. 121 ust. 5 operator systemu dystrybucyjnego w terminie 30 dni przekazuje zweryfikowany wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia do Prezesa URE.
560.	Art. 1 pkt 79 lit. a oraz b projektu ustawy (Art. 122 ust. 3 oraz 3a ustawy OZE	Polska Platforma LNG i bioLNG	Od dnia zakończenia wytwarzania przynajmniej 3 miesiące zajmuje procedura administracyjna związana z pozyskaniem gwarancji pochodzenia. Ograniczenie czasu ważności gwarancji pochodzenia może powodować, że w związku z opóźnieniem procesu będą one trudne do zbycia, lub w ogóle nie będą mogły być użyte z uwagi na przekroczenie tego terminu. Proponujemy, aby gwarancje pochodzenia miały charakter bezterminowy.	**Uwaga nieprzyjęta** Bezterminowy charakter gwarancji pochodzenia jest niezgodny z Dyrektywą RED II
561.	Art. 1 pkt 79 lit. a oraz b projektu ustawy (Art. 122 ust. 3 oraz 3a ustawy OZE	TGE	Art. 122 ust. 4: *„4. W przypadku, gdy gwarancja pochodzenia nie zostanie umorzona przed upływem okresu określonego w ust. 3a, gwarancja pochodzenia wygasa i zostaje oznaczona, jako wygaszona w rejestrze gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 124 ust. 1."* *Uzasadnienie:* Intencją zmiany jest wprowadzenie 12-miesięcznego okresu na obrót gwarancją oraz 18-miesięcznego okresu na jej umorzenie. Obecnie zaproponowany kształt przepisów powoduje wykreślenie gwarancji po upływie terminu z	**Uwaga przyjęta**

			ust. 3 nie pozostawiając możliwości na dokonanie ew. umorzenia zgodnie z ust. 3a. Niezbędne jest wyróżnienie statusu gwarancji, której termin upłynął zgodnie z ust. 3 (możliwość przeniesienia), lecz możliwe jest jeszcze umorzenie zgodnie z ust. 3a. Powyższe wynika z zapisów Dyrektywy RED II oraz z interpretacji przekazanych w trybie roboczym Stowarzyszeniu Energii Odnawialnej przez przedstawicieli Komisji Europejskiej. Jest również spójne z wymogami aktualizowanej normy. W związku z powyższym celowa jest zmiana Art. 122 ust. 4 ustawy o odnawialnych źródłach energii.	
562.	Art. 1 pkt 79 projektu ustawy (Art. 122 ust. 3 ustawy OZE)	Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki	**Propozycja:** Gwarancja pochodzenia odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego jest ważna przez okres 12 miesięcy od dnia jej wydania i po tym okresie nie może zostać przeniesiona zgodnie z art. 124 ust. 7. **Uzasadnienie:** W związku z oczekiwaniem na wydanie gwarancji pochodzenia przez Prezesa URE oraz fakt, że wnioskiem o ich wydanie jest objęta przykładowo energia elektryczna wyprodukowana w jakimś określonym okresie, czas realny obowiązywania ważności gwarancji pochodzenia de facto jest krótszy niż 12 miesięcy. W związku z powyższym, wzorem ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, proponujemy aby gwarancje pochodzenia były ważne przez 12 miesięcy od dnia ich wydania.	**Uwaga wyjaśniona** Zgodnie z Dyrektywą RED II gwarancje pochodzenia są ważne przez 12 miesięcy od wyprodukowania danej jednostki.

563.	Art. 1 pkt 79 projektu ustawy (Art. 122 ust. 3 ustawy OZE)	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	Proponujemy art. 122 ust 3 nadać brzmienie: *3. Gwarancja pochodzenia odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego jest ważna przez okres 12 miesięcy od dnia jej wydania i po tym okresie nie może zostać przeniesiona zgodnie z art. 124 ust. 7.*	**Uwaga wyjaśniona** Zgodnie z Dyrektywą RED II gwarancje pochodzenia są ważne przez 12 miesięcy od wyprodukowania danej jednostki.
564.	Art. 1 pkt 79 projektu ustawy (Art. 122 ust. 3 ustawy OZE)	Energa S.A.	Proponujemy art. 122 ust 3 nadać brzmienie: *3. Gwarancja pochodzenia odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego jest ważna przez okres 12 miesięcy od dnia jej wydania i po tym okresie nie może zostać przeniesiona zgodnie z art. 124 ust. 7.* W związku z oczekiwaniem na wydanie gwarancji pochodzenia przez PURE oraz fakt, że wnioskiem o ich wydanie jest objęta przykładowo energia elektryczna wyprodukowana w jakimś określonym okresie, czas realny obowiązywania ważności gwarancji pochodzenia de facto jest krótszy niż 12 miesięcy. W związku z powyższym, wzorem ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, proponujemy aby gwarancje pochodzenia były ważne przez 12 miesięcy od dnia ich wydania.	**Uwaga wyjaśniona** Zgodnie z Dyrektywą RED II gwarancje pochodzenia są ważne przez 12 miesięcy od wyprodukowania danej jednostki.
565.	Art. 1 pkt 79 projektu ustawy (Art. 122 ust. 3 ustawy OZE)	TOE	Proponujemy art. 122 ust 3 nadać brzmienie: 3. Gwarancja pochodzenia odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego jest ważna przez okres 12 miesięcy od dnia jej wydania i po tym okresie nie może zostać przeniesiona zgodnie z art. 124 ust. 7. Uzasadnienie:	**Uwaga wyjaśniona** Zgodnie z Dyrektywą RED II gwarancje pochodzenia są ważne przez 12 miesięcy od wyprodukowania danej jednostki.

			W związku z oczekiwaniem na wydanie gwarancji pochodzenia przez Prezesa URE oraz fakt, że wnioskiem o ich wydanie jest objęta przykładowo energia elektryczna wyprodukowana w określonym okresie, czas realny obowiązywania ważności gwarancji pochodzenia *de facto* jest krótszy niż 12 miesięcy. W związku z powyższym, wzorem ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, proponujemy, aby gwarancje pochodzenia były ważne przez 12 miesięcy od dnia ich wydania.	
566.	Art. 1 pkt 79 projektu ustawy (Art. 122 ust. 3 ustawy OZE)	PSEW	3. Gwarancja pochodzenia odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego jest ważna przez okres 12 miesięcy **od dnia jej wydania** i po tym okresie nie może zostać przeniesiona zgodnie z art. 124 ust. 7. Uzasadnienie: W związku z oczekiwaniem na wydanie gwarancji pochodzenia przez PURE oraz fakt, że wnioskiem o ich wydanie jest objęta przykładowo energia elektryczna wyprodukowana w jakimś określonym okresie, czas realny obowiązywania ważności gwarancji pochodzenia de facto jest krótszy niż 12 miesięcy. W związku z powyższym, wzorem ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, proponujemy aby gwarancje pochodzenia były ważne przez 12 miesięcy od dnia ich wydania.	**Uwaga wyjaśniona** Zgodnie z Dyrektywą RED II gwarancje pochodzenia są ważne przez 12 miesięcy od wyprodukowania danej jednostki.
567.	Zmiana Art. 122 ust. 4 ustawy OZE	SEO	Art. 122 ust. 4: *„4. W przypadku, gdy gwarancja pochodzenia nie zostanie umorzona przed upływem okresu określonego w ust. 3a, gwarancja pochodzenia wygasa i zo-*	**Uwaga przyjęta**

			staje oznaczona, jako wygaszona w rejestrze gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 124 ust. 1." Uzasadnienie: Intencją zmiany jest wprowadzenie 12-miesięcznego okresu na obrót gwarancją oraz 18-miesięcznego okresu na jej umorzenie. Obecnie zaproponowany kształt przepisów powoduje wykreślenie gwarancji po upływie terminu z ust. 3 nie pozostawiając możliwości na dokonanie ew. umorzenia zgodnie z ust. 3a, w terminie pomiędzy zakończeniem 12 miesięcznego okresu i 18-miesięcznego okresu. Niezbędne jest wyróżnienie statusu gwarancji, której termin upłynął zgodnie z ust. 3 (ograniczając możliwość przeniesienia), lecz możliwe jest jeszcze jej umorzenie zgodnie z ust. 3a. Ponadto, nie jest zasadne wykreślanie takich gwarancji w rejestrze ze względu na fakt, że informacje o nich podlegają procesowi sprawozdawczości i potencjalnej weryfikacji w późniejszych okresach. Powyższe wynika z zapisów Dyrektywy RED II oraz z interpretacji przekazanych w trybie roboczym Stowarzyszeniu Energii Odnawialnej przez przedstawicieli Komisji Europejskiej. Jest również spójne z wymogami aktualizowanej normy	
568.	Art. 1 pkt 79 lit. d projektu ustawy	TGE	*„9. Gwarancja pochodzenia, po przekazaniu do rejestru gwarancji pochodzenia, podlega rozdzieleniu w całości przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1, na gwarancje pochodzenia w postaci elektronicznej w ilości równej ilości MWh:*	**Uwaga nieprzyjęta** Nie jest możliwe uznanie ciepła wytworzonego przez energię elektryczną z OZE jako ciepło z OZE. Przepis byłby bez praktycznego znaczenia.

	(Art. 122 ust. 9 pkt 1 ustawy OZE)		*1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny (propozycja dodania słów:)* ***lub ciepło albo chłód****, wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii i wskazanej w gwarancji pochodzenia – w przypadku energii elektrycznej;"* Uzasadnienie: Konsekwentnie do uwag nr 4. i 5. – postulat doprecyzowania zasad rozdzielenia na gwarancje pochodzenia w postaci elektronicznej w przypadku gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wydawanej w przypadku, w którym energia elektryczna dostarczana jest bezpośrednio do instalacji wytwarzającej ciepło albo chłód	
569.	Art. 1 pkt 79 lit. d projektu ustawy (Art. 122 ust. 9 pkt 1 ustawy OZE)	SEO	Art. 122 ust.9 pkt. 1): *„9. Gwarancja pochodzenia, po przekazaniu do rejestru gwarancji pochodzenia, podlega rozdzieleniu w całości przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1, na gwarancje pochodzenia w postaci elektronicznej w ilości równej ilości MWh:* *1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źró-*	**Uwaga nieprzyjęta** Nie jest możliwe uznanie ciepła wytworzonego przez energię elektryczną z OZE jako ciepło z OZE. Przepis byłby bez praktycznego znaczenia.

			dła energii wytwarzającej wodór odnawialny (propozycja dodania słów:) ***lub ciepło albo chłód****, wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii i wskazanej w gwarancji pochodzenia – w przypadku energii elektrycznej;"* *Uzasadnienie:* Konsekwentnie do wcześniejszych uwag – postulat doprecyzowania zasad rozdzielenia na gwarancje pochodzenia w postaci elektronicznej w przypadku gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wydawanej w przypadku, w którym energia elektryczna dostarczana jest bezpośrednio do instalacji wytwarzającej ciepło albo chłód.	
570.	Art. 1 pkt 79 lit. e projektu ustawy (Art. 122 ust. 11pkt 1 oraz Art. 122 ust. 12 pkt 1 ustawy OZE)	TGE	Art. 122 ust.11 pkt 1 oraz Art.122 ust. 2 pkt 1): *„11. Przez gwarancję pochodzenia niewymagającą rozdzielenia rozumie się gwarancję pochodzenia, z której treści wynika, iż ogranicza się ona do potwierdzenia odbiorcy końcowemu wytworzenia z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii ilości odpowiednio:* *1) 1 MWh energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub do sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny (propozycja dodania słów:)* ***lub ciepło albo chłód.*** *12. Gwarancję pochodzenia powstałą na skutek rozdzielenia oznacza się indywidualnym numerem gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu i zawiera się w niej dane oraz termin, o których mowa w*	**Uwaga nieprzyjęta** Nie jest możliwe uznanie ciepła wytworzonego przez energię elektryczną z OZE jako ciepło z OZE. Przepis byłby bez praktycznego znaczenia.

			ust. 5, przy czym dodatkowo wskazuje się, iż ogranicza się ona do potwierdzenia odbiorcy końcowemu wytworzenia z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii dokładnie 1 MWh: *1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub do sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny (propozycja dodania słów:)* ***lub ciepło albo chłód*** *energii elektrycznej z ilości energii elektrycznej wskazanej w gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu – w przypadku energii elektrycznej"* *Uzasadnienie:* Konsekwentnie do uwag nr 4., 5. oraz 7. – postulat doprecyzowania przepisu dotyczącego gwarancji pochodzenia niewymagającej rozdzielenia oraz przepisu dotyczącego gwarancji pochodzenia powstałej na skutek rozdzielenia.	
571.	Art. 1 pkt 79 lit. e projektu ustawy (Art. 122 ust. 11pkt 1 oraz Art. 122 ust. 12 pkt 1 ustawy OZE)	SEO	Art. 122 ust. 11 pkt 1 oraz Art.122 ust. 2 pkt 1): *„11. Przez gwarancję pochodzenia niewymagającą rozdzielenia rozumie się gwarancję pochodzenia, z której treści wynika, iż ogranicza się ona do potwierdzenia odbiorcy końcowemu wytworzenia z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii ilości odpowiednio:* *2) 1 MWh energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub do sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu*	**Uwaga nieprzyjęta** Nie jest możliwe uznanie ciepła wytworzonego przez energię elektryczną z OZE jako ciepło z OZE. Przepis byłby bez praktycznego znaczenia.

			art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny (propozycja dodania słów:) ***lub ciepło albo chłód.*** *12. Gwarancję pochodzenia powstałą na skutek rozdzielenia oznacza się indywidualnym numerem gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu i zawiera się w niej dane oraz termin, o których mowa w ust. 5, przy czym dodatkowo wskazuje się, iż ogranicza się ona do potwierdzenia odbiorcy końcowemu wytworzenia z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii dokładnie 1 MWh:* *1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub do sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny (propozycja dodania słów:)* ***lub ciepło albo chłód*** *energii elektrycznej z ilości energii elektrycznej wskazanej w gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu – w przypadku energii elektrycznej"* *Uzasadnienie:* Konsekwentnie do wcześniejszych uwag – postulat doprecyzowania przepisu dotyczącego gwarancji pochodzenia niewymagającej rozdzielenia oraz przepisu dotyczącego gwarancji pochodzenia powstałej na skutek rozdzielenia.	
572.	Art. 1 pkt 80 projektu ustawy (art. 123	PIPC	Branża chemiczna pozytywnie odbiera propozycję przystąpienia Urzędu Regulacji Energetyki do AIB. W konsekwencji przystąpienia właściwego organu do AIB nastąpi długo wyczekiwana przez przemysł synchronizacja polskiego rejestru z	**Uwaga nieprzyjęta** Ze względu na obszerne zmiany w obszarze gwarancji pochodzenia trzeba stwierdzić, iż zaprezentowane vacatio legis jest niezbędne do tego, aby

	ustawy OZE)		międzynarodowym standardem European Energy Certificate System (EECS). Międzynarodowa uznawalność polskich gwarancji pochodzenia ma szansę istotnie zwiększyć atrakcyjność krajowego rynku OZE i zachęcić inwestorów z branży, również zagranicznych, do realizowania inwestycji w tym obszarze. Dostosowanie do standardów EECS będzie jednak czasochłonnym procesem, co przy aktualnym brzmieniu przepisów może przesunąć moment faktycznego rozpoczęcia transgranicznego obrotu gwarancjami nawet do roku 2024 Rekomendujemy, aby przewidywane zmiany w zakresie gwarancji pochodzenia weszły w życie niezwłocznie, np. 1 stycznia 2023 r. razem z większością przepisów nowelizacji i bez nieuzasadnionego w tym wypadku vacatio legis.	podmiot prowadzący towarową giełdę energii oraz URE mogły przystosować swoje systemy do nowych regulacji.
573.	Art. 1 pkt 80 projektu ustawy (art. 123 ust. 4 pkt 6 ustawa OZE)	NCBR	**Propozycja:** Jako jedną z barier wskazano brak udziału w AIB, jednocześnie nie zobowiązuje się prezesa URE do wstąpienia do tego stowarzyszenia co jest nielogiczne. Proponujemy: „6. Prezes URE jest zobowiązany do przystąpienia do stowarzyszenia Association of Issuing Bodies zrzeszającego organy wydające gwarancje pochodzenia.” **Uzasadnienie:** W uzasadnieniu wskazano, że brak udziału w AIB jest barierą, a jednocześnie wskazuje się, że URE „może” przystąpić do stowarzyszenia. Należy uregulować udział URE w AIB lub wskazać inny organ.	**Uwaga wyjaśniona** Żaden akt prawa europejskiego nie stanowi, iż udział w AiB jest formalnym obowiązkiem, dlatego też zadaniem projektodawcy nie jest zobowiązanie organu wydającego gwarancje pochodzenia do wstąpienia do AiB, a jedynie stworzenie takich regulacji prawnych, które na to temu organowi pozwolą.

574.	Art. 1 pkt 80 lit. b projektu ustawy (art. 123 ust. 6 ustawy OZE)	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu	Izba pozytywnie ocenia chęć unormowania kwestii zapewnienia międzynarodowej uznawalności gwarancji pochodzenia. Sposób uregulowania przedmiotowego zagadnienia w projekcie Izba uznaje za niewystarczający. Art. 123 ust. 6 stanowi jedynie ustawowe upoważnienie dla Prezesa URE do przystąpienia do stowarzyszenia Association Issuing Bodies zrzeszającego organy wydające gwarancje pochodzenia. Konieczne z punktu widzenia Izby jest podjęcie realnych działań umożliwiających międzynarodowy obrót gwarancjami pochodzenia. Zmiana brzmienia art. 123 ust. 6 *6. Prezes URE przystępuje do stowarzyszenia Association of Issuing Bodies*	**Uwaga nieprzyjęta** Należy poinformować, iż wstąpienie do AiB nie jest obligatoryjne. Rolą projektodawcy jest jedynie stworzenie ram prawnych umożliwiających URE wstąpienie do tego stowarzyszenia.
575.	Art. 1 pkt 80 lit. b projektu ustawy (art. 123 ust. 7 ustawy OZE)	TGE	Proponuje się usunięcie sformułowania, że koszty członkostwa organu administracji publicznej w AIB ponosi podmiot o którym mowa w art. 124 ust.1 pkt.1. Uzasadnienie: Istnieje istotna wątpliwość, czy i dlaczego koszty uczestnictwa organu publicznego mają być pokrywane przez podmiot prywatny, jakim jest giełda towarowa. Wydaje się, że istnieją istotne przeszkody. Ponadto zwracamy uwagę, iż giełd towarowych w obecnym stanie prawnym może być kilka, co będzie rodziło problemy w zakresie podziału ewentualnych kosztów. Należy podkreślić, że stosunek TGE do ponoszenia realnie kosztów członkostwa Prezesa URE w AIB jest krytyczny. Z powodów wskazanych powyżej oraz mając na uwadze, że w akcie prawnym rangi ustawowej nie powinno się wprowadzać regulacji, że podmiot	**Uwaga nieprzyjęta** Wydaje się, iż określenie z jakich środków Towarowa Giełda Energii SA. miałaby opłacać składkę członkowską leży poza materią możliwą do uregulowania w ustawie.

			gospodarczy, działający w formie spółki prawa handlowego będzie określał w porozumieniu z Prezesem URE zasady rozliczeń finansowych rekomenduje się całkowite usunięcie brzemienia ust 8 tegoż artykułu jako sprzecznego z zasadami legislacji oraz tworzenia aktów prawa rangi ustawowej. W ocenie TGE członkostwo w AIB jest *de facto* narzędziem zapewniającym Urzędowi Regulacji Energetyki możliwość realizacji ustawowych zadań podejmowanych przez ten urząd w zakresie przede wszystkim transgranicznej wymiany gwarancji pochodzenia. Dlatego uzasadnione wydaje się, aby to właśnie Urząd Regulacji Energetyki ponosił koszty składki członkowskiej, podobnie jak ma to miejsce w przypadku kosztów związanych z obsługą Internetowej Platformy Aukcyjnej, a koszty te powinny być odpowiednio ujęte w limitach wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Prezesa URE wynikających z niniejszej ustawy. Alternatywnie, w zakresie zapisu ustępu 8 proponuje się sformułowanie, że koszty członkostwa organu administracji publicznej w AIB, podmiot o którym mowa w art. 124 ust.1 pkt.1 rozdziela na członków rejestrów prowadzonych przez ten podmiot.	
576.	Art. 1 pkt 80 lit. b projektu ustawy (art. 123 ust. 7 i 8 ustawy OZE)	SEO	Zasadniczym celem przystąpienia Urzędu Regulacji Energetyki, jako organu wydającego gwarancje pochodzenia w Polsce, do Association of Issuing Bodies (dalej: „AIB”), europejskiego stowarzyszenia zrzeszającego podmioty wydające gwarancje pochodzenia, jest uzyskanie płynnego obrotu tymi instrumentami pomiędzy rynkiem polskim a zagranicznymi.	**Uwaga nieprzyjęta** Pozostawia się obowiązek opłaty składki członkowskiej przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 który poprzez możliwość obrotu gwarancjami pochodzenia korzysta ze zwiększonego popytu powstałego w wyniku zmian prawa.

			System gwarancji pochodzenia stanowi immanentny element sektora odnawialnych źródeł energii w Polsce, a jego konsekwentny i harmonijny rozwój przyczynia się do stabilizowania ram funkcjonowania poszczególnych systemów wsparcia i co za tym idzie pozwala na długofalowe zabezpieczenie udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym systemie. Koszty członkostwa w *AIB* pozostają tym samym warunkiem poprawnej, w wymiarze materialnym, implementacji ogółu zobowiązań dotyczących krajowych regulacji sektora odnawialnych źródeł energii, wynikających z Dyrektywy RED II, jednocześnie wpisując się w założenia, jakie przyjęto dla funkcjonowania mechanizmu opłaty OZE. Podkreślenia wymaga, że członkostwo Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w Association of Issuing Bodies pozostaje kluczowe dla właściwego wywiązywania się tego podmiotu ze sprawnej realizacji czynności w zakresie uznawania gwarancji pochodzenia oraz ich transgranicznego obrotu. Powyższe wynika z faktu, że implementacja aktualizacji normy *PN-EN 16325,* w wypracowanym obecnie kształcie projektu tego dokumentu, spowoduje całkowite ograniczenie eksportu gwarancji pochodzenia w formie dokumentów poświadczających umorzenie gwarancji pochodzenia na rzecz podmiotów z innych krajów Unii Europejskiej (procedura tzw. *ex-domain cancellation,* polegająca na dokonaniu umorzenia gwarancji pochodzenia znajdującej się w polskim rejestrze na rzecz podmiotu znajdującego się w innym kraju, bez dokonania przekazania gwarancji	

			pochodzenia z polskiego rejestru do rejestru w innym kraju). Aby zobrazować znaczenie przywołanych zmian oraz skalę potencjalnego wpływu na wolumen obrotu tych instrumentów w Polsce należy odnotować, że prawie 75% dokonywanych umorzeń za 2019 rok w Rejestrze Gwarancji Pochodzenia odbywała się przy zastosowaniu powyższego mechanizmu i dotyczyła podmiotów zagranicznych (11,5 TWh z 15,5 TWh umorzeń za rok 2019). Wykluczenie powyższego mechanizmu oznaczać będzie konieczność przekazywania znaczących wolumenów gwarancji pochodzenia do innych krajów członkowskich w celu ich umorzenia, co obecnie nie jest realizowane. Powyższe spowoduje wystąpienie znaczących obciążeń administracyjnych po stronie Urzędu Regulacji Energetyki, z uwagi na konieczność weryfikacji wniosków o uznanie gwarancji pochodzenia z zagranicy oraz dokonywanie bilateralnych uzgodnień w zakresie parametrów gwarancji pochodzenia pomiędzy Polską a innymi krajami. W naszej ocenie doprowadzi to do niewydolności systemu gwarancji pochodzenia, związanej z koniecznością przekazywania gwarancji pochodzenia do podmiotów zagranicznych i uznawania ich w innych rejestrach. W ocenie Stowarzyszenia członkostwo w AIB jest *de facto* narzędziem zapewniającym Urzędowi Regulacji Energetyki możliwość realizacji ustawowych zadań podejmowanych przez ten urząd w zakresie przede wszystkim transgranicznej wymiany gwarancji pochodzenia. Dlatego uzasadnione wydaje się, aby to właśnie Urząd	

			Regulacji Energetyki ponosił koszty składki członkowskiej, podobnie jak ma to miejsce w przypadku kosztów związanych z obsługą Internetowej Platformy Aukcyjnej, a koszty te powinny być odpowiednio ujęte w limitach wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Prezesa URE wynikających z niniejszej ustawy.	
577.	Art. 1 pkt 80 lit. b projektu ustawy (art. 123 ust. 8 ustawy OZE)	TGE	Uchylić ust 8 w poniższym brzmieniu: *„8. Szczegółowe zasady współpracy Prezesa URE oraz podmiotu, o którym mowa w art. 124 ust. 1 pkt 1, w szczególności dotyczące kwestii ponoszenia składki członkowskiej, o której mowa w ust. 7 określone są w porozumieniu.”* *Uzasadnienie:* Rozwiązanie przyjęte w art. 123 ust. 8 jest wielce niestandardowe i z tego powodu wzbudza poważne wątpliwości. Projektowana konstrukcja nie znajduje analogii w przepisach prawa powszechnie obowiązującego. Nie jest jasne, czym formalnie jest przywołane porozumienie i na jakich zasadach miałoby zostać zawarte. Dodatkowo ponownie zwracamy uwagę, że giełd towarowych w obecnym stanie prawnym może być kilka, co również powinno znaleźć odzwierciedlenie w przepisach w zakresie ponoszenia kosztów związanych ze składką członkowską.	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z uwagą RCL ust. 8 pozostaje oraz zostanie uszczegółowiony o dodatkowe elementy.
578.	Art. 1 pkt 81 lit. c projektu ustawy (art. 124	TOE Tauron Polska Energia S.A.	Art. 124 ust. 10 10. Posiadacz gwarancji pochodzenia, o której mowa w art. 123 ust. 1, wraz z wnioskiem o uznanie tej gwarancji pochodzenia przekazuje do Prezesa URE, informacje dotyczące gwarancji objętej tym wnioskiem, odpowiadające danym zawartym we wniosku	**Uwaga wyjaśniona** Norma EN 16325 zakłada, iż we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia powinny się znaleźć informacje o otrzymywanym wsparciu.

	ustawy OZE)		o wydanie gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 121 ust. 3 **z wyłączeniem art. 121 ust. 3 pkt 5 i 7** **Uzasadnienie:** W dokumentach pozyskiwanych z rejestrów zagranicznych nie ma żądnej informacji o tym, czy dane źródło korzysta z systemu wsparcia i jeśli tak, to z jakiego. Zatem składając wniosek z dyspozycją o jej przeniesienie do rejestru TGE nie może podać informacji w zakresie systemu wsparcia. Podobna sytuacja ma miejsce w przypadku informacji o szacunkowej wartości unikniętej emisji dwutlenku węgla.	
579.	Art. 1 pkt 81 lit. c projektu ustawy (art. 124 ust. 12 ustawy OZE)	SEO	W ocenie Stowarzyszenia nie występują podstawy do ograniczenia możliwości przenoszenia gwarancji pochodzenia dla energii ciepła i chłodu do podmiotów przyłączonych do jednej sieci ciepłowniczej. Z aktualizowanej normy, do której w sposób bezpośredni odwołuje się Projektodawca wynika, że gwarancje pochodzenia nie mogą być przenoszone w przypadku, gdy nie występuje faktyczną możliwość handlowania objętej nią energii. Powyższe w naszej ocenie, co zostało potwierdzone przez autorów aktualizacji przywołanej normy, należy interpretować następująco: - w przypadku ciepła i chłodu energia musi być dostarczona do sieci ciepłowniczej do której podłączony jest co najmniej jeden odbiorca inny niż podmiot wytwarzający energię, wówczas gwarancje pochodzenia wydane dla takiej energii mogą podlegać przenoszeniu.	**Uwaga wyjaśniona** Podkreśla się, iż wyłączna możliwość przeniesienia gwarancji pochodzenia jedynie na rzecz podmiotu przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej jest wynikiem charakteru „wyspowego” takich sieci.

			Wprowadzenie projektowanego zapisu znacząco ograniczy popyt na gwarancje pochodzenia ciepła oraz chłodu. Ponadto zapis ten spowoduje faktyczną bezcelowość uzyskiwania gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu w przypadku przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających ciepło sieciowe na potrzeby odbiorców niebędących przedsiębiorstwami.	
580.	Art. 1 pkt 81 lit. c projektu ustawy (art. 124 ust. 12 ustawy OZE)	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	Zgodnie z proponowanymi zapisami ust. 12. art. 124 „Przeniesienie gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu może nastąpić wyłącznie na rzecz podmiotu przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej” – jak rozumieć ten zapis, czy oznacza to, że wytwórca może dokonać przeniesienia gwarancji pochodzenia na innego wytwórcę przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej, czy też na odbiorcę końcowego przyłączonego do tej sieci, ale nie na dystrybutora?	**Uwaga wyjaśniona** Podkreśla się, iż wyłączna możliwość przeniesienia gwarancji pochodzenia jedynie na rzecz podmiotu przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej jest wynikiem charakteru „wyspowego” takich sieci. Lokalny charakter ciepła systemowego nie daje innej możliwości.
581.	Art. 1 pkt 81 lit. c projektu ustawy (Art. 124 ust. 12)	TGE	Postulat dotyczy usunięcia treści art. 124 ust 12 w całości Uzasadnienie: Postulat dotyczy usunięcia proponowanego przepisu art. 124 ust. 12, w świetle którego „Przeniesienie gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu może nastąpić wyłącznie na rzecz podmiotu przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej”. Zgłaszająca uwagi nie dostrzega podstaw do takiego ograniczenia, jako że podobne ograniczenia nie znajdują zastosowania w odniesieniu do gwarancji pochodzenia innych rodzajów energii. Wprowadzenie takiego zapisu znacząco ogranicza popyt na gwarancje pochodzenia ciepła albo chłodu. Ponadto zapis ten spowoduje faktyczną bezcelowość uzyskiwania gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu w przy-	**Uwaga wyjaśniona** Podkreśla się, iż wyłączna możliwość przeniesienia gwarancji pochodzenia jedynie na rzecz podmiotu przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej jest wynikiem charakteru „wyspowego” takich sieci. Lokalny charakter ciepła systemowego nie daje innej możliwości.

			padku przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających ciepło sieciowe na potrzeby odbiorców niebędących przedsiębiorstwami.	
582.	Art. 1 pkt 81 lit. c projektu ustawy (art. 124 ust. 13 ustawy OZE)	TGE	Art. 124 ust. 13: *„13. Podmiot, o którym mowa w ust. 1, publikuje roczny bilans gwarancji pochodzenia przeniesionych do rejestrów gwarancji pochodzenia w państwach innych niż Rzeczpospolita Polska, a także uznanych na podstawie art. 123 ust. 1, w terminie do dnia 30 kwietnia roku następującego po roku, którego dotyczy bilans.”* *Uzasadnienie:* Rekomendujemy modyfikację brzmienia art. 124 ust. 13 tak, by roczny bilans obejmował gwarancje pochodzenia przeniesione do rejestrów gwarancji pochodzenia innych niż prowadzony przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1, tj. rejestrów w innych krajach niż Polska. Powyższe ma na celu monitorowanie i raportowanie gwarancji pochodzenia, które ulegają przeniesieniu i z dużym prawdopodobieństwem również umorzeniu poza Polską. Zaproponowane w Projekcie brzmienie obejmuje jedynie gwarancje przenoszone na rzecz podmiotów zagranicznych, a podkreślenia wymaga, że podmioty takie stanowią znaczną część członków polskiego rejestru gwarancji pochodzenia, które niejednokrotnie umarzają gwarancje pochodzenia na rzecz podmiotów prowadzących działalność w Polsce.	**Uwaga przyjęta**
583.	Art. 1 pkt 81 lit. c projektu ustawy (art. 124	SEO	Art. 124 ust. 13: „13. Podmiot, o którym mowa w ust. 1, publikuje roczny bilans gwarancji pochodzenia przeniesionych	**Uwaga przyjęta**

	ust. 13 ustawy OZE)		do rejestrów gwarancji pochodzenia w państwach innych niż Rzeczpospolita Polska, a także uznanych na podstawie art. 123 ust. 1, w terminie do dnia 30 kwietnia roku następującego po roku, którego dotyczy bilans." Uzasadnienie: Rekomendujemy modyfikację brzmienia art. 124 ust. 13 tak, by roczny bilans obejmował gwarancje pochodzenia przeniesione do rejestrów gwarancji pochodzenia innych niż prowadzony przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1, tj. rejestrów w innych krajach niż Polska. Powyższe ma na celu monitorowanie i raportowanie gwarancji pochodzenia, które ulegają przeniesieniu i z dużym prawdopodobieństwem również umorzeniu poza Polską. Zaproponowane w Projekcie brzmienie obejmuje jedynie gwarancje przenoszone na rzecz podmiotów zagranicznych, a podkreślenia wymaga, że podmioty takie stanowią znaczną część członków polskiego rejestru gwarancji pochodzenia, które niejednokrotnie umarzają gwarancje pochodzenia na rzecz podmiotów prowadzących działalność w Polsce.	
584.	Zmiana art. 124a ust. 4 ustawa OZE	TGE	Art. 124a ust. 4: *„4. Na wniosek podmiotu, który dokonał umorzenia gwarancji pochodzenia, zawierający wskazanie indywidualnego numeru umorzonej gwarancji, podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia potwierdza temu podmiotowi umorzenie takiej gwarancji, w terminie 30 dni od dnia wpłynięcia wniosku."* Uzasadnienie: W opinii TGE termin 10 dni roboczych jest zbyt krótki na wydanie liczby dokumentów odpowiadającej obecnemu wolumenowi umorzeń	**Uwaga nieprzyjęta** Przyjmuje się, iż w związku z nieskomplikowanym i zautomatyzowanym charakterem tego procesu, termin 10 dni roboczych pozostanie utrzymany.

585.	Zmiana art. 124a ust. 4 ustawa OZE	SEO	Art. 124a ust. 4: *„4. Na wniosek podmiotu, który dokonał umorzenia gwarancji pochodzenia, zawierający wskazanie indywidualnego numeru umorzonej gwarancji, podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia potwierdza temu podmiotowi umorzenie takiej gwarancji, w terminie 30 dni od dnia wpłynięcia wniosku."* *Uzasadnienie:* W opinii Stowarzyszenia termin 10 dni roboczych jest zbyt krótki na wydanie liczby dokumentów odpowiadającej obecnemu wolumenowi umorzeń.	**Uwaga nieprzyjęta** Przyjmuje się, iż w związku z nieskomplikowanym i zautomatyzowanym charakterem tego procesu, termin 10 dni roboczych pozostanie utrzymany.
586.	Art. 1 pkt 90 projektu ustawy (art. 160a ust. 2 ustawy OZE)	Fundacja Frank Bold	„2. Krajowy punkt kontaktowy udziela wskazówek i wsparcia w zakresie procedur administracyjnych dotyczących rozstrzygnięć umożliwiających przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii oraz wytwarzanie energii z odnawialnego źródła energii, udzielając wnioskodawcy wszelkich niezbędnych informacji i przeprowadzając wnioskodawcę przez administracyjną procedurę w przejrzysty sposób do momentu wydania decyzji, o których mowa w ust 3 pkt 1 lit. a."	**Uwaga nieprzyjęta** Intencją KPK jest umożliwienie wsparcia w zakresie procedur administracyjnych dotyczących rozstrzygnięć umożliwiających przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii oraz wytwarzanie energii z odnawialnego źródła energii. Projektodawca traktuje to w sposób łączny, jako jeden proces inwestycyjny składający się z kilku rozstrzygnięć, wobec tego nie wydaje się zasadne, aby podkreślać każdorazowo moment zakończenia jednego z wielu rozstrzygnięć.
587.	Art. 1 pkt 90 projektu ustawy (Rozdział 7a)	Urząd Marszałkowski Województwa Wielkopolskiego za pośrednictwem Biura Związku	Warto rozważyć utworzenie tożsamych punktów działających na poziomie regionalnym, co ułatwi lepszą komunikację i szybszy dostęp do informacji. **Uzasadnienie:** Z uwagi na dużą liczbę poruszanych zagadnień m.in. środowiskowych, budowlanych czy energetycznych a także na liczbę organów właściwych w sprawie, słusznym wydaje się utworzenie więcej niż jednego *punktu kontaktowego*, co pomoże w skutecznym przeprowadzeniu wnioskodawców przez procedury administracyjne.	**Uwaga wyjaśniona** Podkreśla się, iż Dyrektywa RED II nie wskazuje, że KPK ma być punktem stacjonarnym, co przyjmuje się, jako pewną dowolność w implementacji tego przepisu. Zgodnie z tym oraz doświadczeniami z innych krajów europejskich przyjęto elektroniczny charakter punktu. Niemniej jednak wraz z rozwojem tego punktu nie przesadza się, iż zawsze będzie on miał formę elektroniczną na co wskazuje np. art. 160c

		Woje-wództw RP		
588.	Dodanie art. 160a ust. 3 pkt 1 ustawy OZE	Fundacja Frank Bold	„d) udzielanie odpowiedzi na pytania dotyczące konkretnego postępowania administracyjnego, w którym uczestniczy lub chce uczestniczyć podmiot mający interes w uzyskaniu rozstrzygnięć umożliwiających przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii oraz wytwarzanie energii z odnawialnego źródła energii.” Zmiana ma na celu uzyskiwanie wsparcia nie tylko odnośnie ogólnych procedur i odpowiedzi na ogólne pytania, ale także – wsparcia w indywidualnych sprawach.	**Uwaga nieprzyjęta** Podkreśla się, iż przepisy dyrektywy RED II nie nakazują udzielać takiemu punktowi odpowiedzi w konkretnych sprawach. Analogicznie jak w powyższym przypadku, KPK będzie na swojej stronie internetowej zamieszczać informacje o organach wydających rozstrzygnięcia w konkretnych sprawach. Może również wskazać obywatelowi w odpowiedzi na zapytanie, do jakiego organu administracji ma się zwrócić w celu uzyskania informacji na pytania w konkretnej sprawie, jednak sam takich odpowiedzi nie będzie wydawać. Podkreśla się, że Dyrektywa RED II wskazuje cel, jakim jest udzielanie wskazówek. Z kolei wsparcie merytoryczne w indywidualnych i konkretnych sprawach zdaniem projektodawcy wychodzi poza intencje Dyrektywy RED II i wiążę się w zasadzie z poradami prawnymi, co wymaga znacznie bardziej wykwalifikowanego personelu.
589.	Art. 1 pkt 90 projektu ustawy (art. 160a ust. 3 pkt 1c ustawy OZE)	PTPIREE	Czy zapis tego art. mówiący, że: „7. W przypadku gdy w zasobach informacyjnych urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu brak informacji niezbędnych do udzielenia odpowiedzi na pytanie, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, krajowy punkt kontaktowy zwraca się z wnioskiem o udzielenie odpowiedzi na to pytanie do właściwych organów lub podmiotów i określa termin przekazania tej odpowiedzi do krajowego punktu kontaktowego.” nie spowoduje niepotrzebnego wydłużenia procesu udzielania informacji oraz dodatkowego obciążenia „właściwych organów i podmiotów” dodatkowym udzielaniem informacji dla Krajowego Punktu Kontaktowego (KPK)? Proponujemy usunięcie ust. 7 i	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z Dyrektywą RED II KPK w stosownych przypadkach powinien zapewniać udział innych organów administracyjnych.

			jednoznacznie określić zakres informacji udzielanych przez KPK, tak aby nie było potrzeby dodatkowego obciążania innych organów i podmiotów, które zapewne już teraz udzielają takich informacji.	
590.	Art. 1 pkt 90 projektu ustawy (art. 160a ust. 4 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A.	*Art. 160a* *(...)* *4. Informacje o procedurach administracyjnych, o których mowa w ust. 2, dotyczą w szczególności:* *1) warunków uzyskania pozytywnego rozstrzygnięcia;* *2) wymaganych dokumentów oraz informacji, które należy złożyć w ramach określonych procedur* *3) terminów załatwiania spraw w ramach procedur;* *4) organów właściwych w sprawie i dokonywanych przez nie czynności;* *5) środków odwoławczych.* Uzasadnienie: W celu zapewnienia kompletności treści, proponujemy rozszerzyć zakres udzielanych informacji dot. procedur administracyjnych o kwestie związane z wymaganymi dokumentami, które należy złożyć do odpowiednich organów.	**Uwaga przyjęta**
591.	Art. 1 pkt 90 projektu ustawy (art. 160a ust. 7 ustawy OZE)	PSE	**Termin na udzielenie wsparcia Krajowemu punktowi kontaktowemu do spraw odnawialnych źródeł energii** Należy wyznaczyć maksymalny termin na przesłanie odpowiedzi przez podmiot niebędący organem administracji, do którego o udzielenie odpowiedzi zwraca się krajowy punkt konsultacyjny. W przypadku podmiotów innych niż organy administracji termin wyznaczony na przesłanie odpowiedzi nie	**Uwaga wyjaśniona** Przyjmuje się, iż art. 160a ust. 8 wiąże organy, o których mowa w ust. 7 terminem. Brak jednoznacznie określonego terminu na udzielenie informacji nie zmienia faktu, iż ostateczny termin na odpowiedź to maksymalnie 50 dni, co bierze pod uwagę KPK dając właściwemu organowi lub podmiotowi określony termin na przekazanie przez nich odpowiedzi do KPK.

			powinien być krótszy niż miesiąc. Termin ten pokrywa się z czasem o jaki wydłuża się postępowanie w ust. 8.	
592.	Art. 1 pkt 90 projektu ustawy (art. 160a ust. 8 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A.	*Art. 160a* *(...)* *8. Krajowy punkt kontaktowy udziela odpowiedzi na pytania, o których mowa w ust. 3 pkt 2, w terminie 30 dni od dnia ich otrzymania. W przypadku, o którym mowa w ust.7, termin ten może być przedłużony do 50 dni.* Uzasadnienie: W naszej opinii zaproponowane terminy na udzielenie odpowiedzi przez Krajowy Punkt Kontaktowy (KPK) są zbyt długie, co może zniechęcać potencjalnych inwestorów do korzystania ze wsparcia KPK. Proponujemy zatem skrócenie tych terminów.	**Uwaga przyjęta**
593.	Art. 1 pkt 90 projektu ustawy (art. 160a ust. 8 ustawa OZE)	Narodowe Centrum Badań i Rozwoju	**Propozycja:** System powinien ułatwiać współpracę, ponieważ mowa jest o pytaniach związanych z postępowaniem administracyjnym wskazanie terminu 45 dni na odpowiedzi jest zdecydowanie za długie. Proponuję: „8. Krajowy punkt kontaktowy udziela odpowiedzi na pytania, o których mowa w ust. 3 pkt 2, w terminie 14 dni od dnia ich otrzymania. W przypadku, o którym mowa w ust.7, termin ten może być przedłużony do 30 dni. **Uzasadnienie:** Odpowiedzi na pytania związane z procedurami administracyjnymi poprzez formularz nie powinny stanowić trudności, a więc oczekiwanie na odpowiedź 45 dni wydaje się czasem nieadekwatnym.	**Uwaga częściowo przyjęta** Zmieniono termin na udzielanie odpowiedzi dopasowany do możliwości ich udzielania biorąc pod uwagę obszar merytoryczny KPK.
594.	Art. 1 pkt 90	Fundacja Frank Bold	„9. W przypadku gdy pytanie, o którym mowa w ust. 3 pkt 2:	**Uwaga nieprzyjęta**

	projektu ustawy (art. 160a ust. 9 ustawy OZE)		1) nie zawiera informacji niezbędnych do udzielenia odpowiedzi, lub 2) nie dotyczy zakresu działania krajowego punktu kontaktowego, lub 3) jest oczywiste, że nie zostało złożone w celu uzyskania wsparcia celem uzyskania rozstrzygnięć, o których mowa w ust. 2 - krajowy punkt kontaktowy może odmówić udzielenia na nie odpowiedzi, informując wnioskodawcę o przyczynie.”	Podkreśla się, iż przepisy dyrektywy RED II nie nakazują udzielać takiemu punktowi odpowiedzi w konkretnych sprawach. Analogicznie jak w powyższym przypadku, KPK będzie na swojej stronie internetowej zamieszczać informacje o organach wydających rozstrzygnięcia w konkretnych sprawach. Może również wskazać obywatelowi w odpowiedzi na zapytanie, do jakiego organu administracji ma się zwrócić w celu uzyskania informacji na pytania w konkretnej sprawie, jednak sam takich odpowiedzi nie będzie wydawać. Podkreśla się, że Dyrektywa RED II wskazuje cel, jakim jest udzielanie wskazówek. Z kolei wsparcie merytoryczne w indywidualnych i konkretnych sprawach zdaniem projektodawcy wychodzi poza intencje Dyrektywy RED II i wiążę się w zasadzie z poradami prawnymi, co wymaga znacznie bardziej wykwalifikowanego personelu.
595.	Art. 1 pkt 90 projektu ustawy (art. 160b ustawy OZE)	Polska Platforma LNG i bioLNG	Powinny tu być również informacje na temat procedur obowiązujących przy produkcji biogazu i biometanu z biogazu.	**Uwaga wyjaśniona** Zgodnie z celem Dyrektywy RED II podręcznik ma za zadanie wyjaśnienie procedur administracyjnych dla odnawialnych źródeł energii. Dlatego też nie wyłącza się kwestii biogazu i biometanu z obszaru właściwego dla tego podręcznika, o ile będą to kwestie związane z procedurami administracyjnymi.
596.	Art. 1 pkt 90 projektu ustawy (art. 160b ustawy OZE)	TOE	Informacje zawarte w tym artykule są już dzisiaj publikowane przez URE, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej czy przez poszczególnych OSD na stronach internetowych ogólnie dostępnych.	**Uwaga wyjaśniona** Dyrektywa RED II zakłada poinformowanie wnioskodawcy o przedmiotowych informacjach w jednym miejscu.
597.	Art. 1 pkt 90 projektu ustawy	Urząd Marszałkowski	Proponuje się dodanie nowego ustępu do art. 160c w brzmieniu:	**Uwaga wyjaśniona**

	(Art. 160c ustawy OZE)	Województwa Mazowieckiego w Warszawie za pośrednictwem Biura Związku Województw RP	„ 2. Minister właściwy do spraw klimatu realizuje zadania krajowego punktu kontaktowego we współpracy z krajowymi i regionalnymi podmiotami powołanymi do spraw energetycznych.”. (dotychczasowa treść art. 160c zostałaby oznaczona jako „1”.) **Uzasadnienie:** Uzasadnionym wydaje się nawiązanie współpracy przez krajowy punkt kontaktowy z podmiotami typu krajowe i regionalne agencje energetyczne. Zaangażowanie większej ilości podmiotów we współpracę, pozwoli na sprawniejsze wdrożenie zapisów Dyrektywy RED II.	Podkreśla się, iż Dyrektywa RED II wskazuje, że KPK ma współpracować z innymi organami przy udzielaniu odpowiedzi na zapytania i taki jest również cel przepisów zawartych w projekcie ustawy. Dlatego nie zakłada się dodatkowego uszczegółowienia w tym temacie pozostawiając katalog otwarty w obszarze takich podmiotów.
598.	Art. 1 pkt 91 lit. c (art. 168 pkt 7 ustawy o OZE)	OGP Gaz-System S.A.	W związku z uwagą numer 1-Rezygnacja ze zmiany Jw. – propozycja przepisu dotyczy nałożenia sankcji wobec operatorów za nie świadczenie usług o których mowa w nowym brzmieniu art. 118 ustawy o OZE, w związku z tym, w konsekwencji uwagi nr 1, przepis ten powinien zostać wykreślony z projektu.	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z uzasadnieniem do uwagi 548
599.	Art. 1 pkt 91 lit. g projektu ustawy (Art. 168 ust 15 ustawy OZE)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** Propozycja zapisu:„15) po wypełnieniu zobowiązania, o którym mowa w: a) art. 79 ust. 3 pkt 8, albo po wypełnieniu tego zobowiązania z uwzględnieniem przedłużenia terminu, o którym mowa w art. 79a ust. 1, dokonał sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83 ust. 2, b) art. 83h ust. 1 pkt 5, dokonał sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie, w okresie rozliczeniowym wskazanym w art. 83f,	**Uwaga nieprzyjęta** Projektodawca dostrzega kwestię trudności wytwórców energii elektrycznej w instalacjach biomasowych w realizacji obowiązków zapisanych we wspomnianych w uwadze przepisach. Wychodząc im naprzeciw zdecydował się na wprowadzenie dodatkowych warunków, które mogą uzasadnić brak realizacji tzw. obowiązku wolumenowego. Służą temu przepisy wprowadzone w art. 83 ust. 4 ustawy nowelizowanej, który określa katalog sytuacji, w których instalacja odnawialnego źródła energii pozostawała w gotowości do wytwarzania energii, jednak nastąpiło ograniczenie wytworzenia energii albo do jej wytworzenia nie doszło.

			– z wyłączeniem przypadków, w których do wytworzenia energii nie doszło w następstwie okoliczności, o których mowa w art. 83 ust. 3b oraz z wyłączeniem: dedykowanych instalacji spalania biomasy, dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego ; ”, **Uzasadnienie:** W systemie aukcyjnym dla jednostek biomasowych powinny być zniesione kary finansowe za niezrealizowanie zadeklarowanego wolumenu produkcji energii z OZE, który jednostka określa na etapie przystępowania do aukcji. Jednostki biomasowe muszą ponosić duży koszt związany z zakupem paliwa trudny do przewidzenia w perspektywie 15 lat, a przystępując do systemu aukcyjnego otrzymują stałą cenę energii elektrycznej. Wahania związane z dostępnością biomasy oraz nakładanie różnych ograniczeń jeżeli chodzi o energetyczne wykorzystanie biomasy w dłużej perspektywie mogą spowodować, że koszty produkcji energii elektrycznej z biomasy nie zostaną pokryte przez cenę energii uzyskaną w aukcji. Bez zmian w zakresie kar za niezrealizowanie zobowiązania dla jednostek biomasowych aukcje OZE nadal będą mało popularne i nieatrakcyjne dla potencjalnych uczestników. System wsparcia nie będzie przekładać się na istotne wsparcie budowy bloków biomasowych. Ten sam problem zakładamy, że będzie występował w przypadku udzielania wsparcia operacyjnego w systemie aukcyjnym jednostkom wykorzystującym biomasę. Utrzymując te zapisy może dochodzić do sytuacji w których przy dużym wzroście cen biomasy przedsiębiorstwa będą musiały wybierać pomiędzy: produkcją energii OZE	

			zgodnie ze zgłoszonym harmonogramem przy ujemnym wyniku finansowym albo zaprzestać produkcji i zapłacić kary wynikające z art. 170 ust. 6 ustawy OZE. Należy przy tym wskazać, że technologie oparte o wykorzystanie biomasy są jednymi z nielicznych technologii OZE, które mogą być wykorzystane dla celu realizacji przyrostu udziału ciepła z OZE w sektorze ciepłownictwa systemowego.”	
600.	Art. 1 pkt 91 lit. g oraz art. 1 pkt 92 projektu ustawy (Art. 168 pkt 15 oraz 170 ust. 6 ustawy OZE	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** Przywrócić pierwotną treść art. 168 pkt 15 i art. 170 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1 **Uzasadnienie:** Wydaje się, że nakładanie kary za niewytworzenie energii elektrycznej z OZE w ilości co najmniej 85% wolumenu z oferty jest w przypadku aukcji na wsparcie operacyjne niepotrzebne i nadmiarowe. Brak produkcji oznacza brak wsparcia, co jest wystarczającą karą dla wytwórcy. Aukcje te mają z założenia umożliwić zamortyzowanym instalacjom OZE dalsze wytwarzanie energii elektrycznej z OZE w przypadku, gdy koszty zakupu biomasy powodują brak opłacalności jej spalania przy uwzględnieniu wielkości przychodów z jej sprzedaży na rynku. Nie należy więc traktować tych aukcji jako sposób na zamówienie przez Rząd produkcji z OZE na wiele lat, jak to ma miejsce w przypadku aukcji OZE dla instalacji nowych lub zmodernizowanych, dla których takie sankcje są zrozumiałe.	**Uwaga nieprzyjęta** W związku z uwzględnieniem propozycji wykreślenia projektowanego art. 83j ustawy o odnawialnych źródłach energii związanego z 3-letnią karencją w zakresie możliwości złożenia nowej oferty w aukcji na wsparcie operacyjne, sankcja zapisana w projektowanym art. 168 pkt 15 lit. b jest jedyną sankcją za brak realizacji tzw. obowiązku wolumenowego. Jego utrzymanie jest powiązane z zasadą konkurencyjności w systemach wsparcia dla jednostek powyżej 1 MW, które konkurują o określony z góry wolumen. Możliwość wpisania do oferty dowolnego wolumenu bez sankcji za brak jego realizacji zaburzałaby konkurencję o wolumen powodując, że jeden wytwórca z najniższą ofertą mógłby przejąć cały wolumen bez zamiaru realizacji powiązanych z tym obowiązków. Sankcja zapewnia w tym przypadku realną konkurencję w aukcjach.
601.	Zmiana art.170 ust. 1 i 3 oraz dodanie	Izba Gospodarcza Gazownictwa/PSG sp. z o.o.	Art. 170 ust. 1 i 3 otrzymują brzmienie: 1. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach określonych w art. 168 pkt 1-5, 7, 9a oraz 10 nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego podmiotu, osiągniętego w poprzednim	**Uwaga przyjęta** w odniesieniu do art. 170 ust. 1 i 3. **Uwaga nieprzyjęta** w odniesieniu do art. 170 ust. 8 Projektodawca nie dostrzega potrzeby zmiany w tym zakresie z uwagi na to, że przepisy zmienianej ustawy (art. 174) jak i przepisy Kodeksu

	art. 170 ust. 8 Ustawy OZE		roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna jest związana z działalnością gospodarczą wykonywaną na podstawie koncesji albo wpisu do rejestru działalności regulowanej, wysokość kary nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z prowadzonej działalności koncesjonowanej albo działalności wykonywanej na podstawie wpisu do rejestru działalności regulowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. 3. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach określonych w art. 168 pkt 6 i 8 nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego podmiotu, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością gospodarczą wykonywaną na podstawie koncesji albo wpisu do rejestru działalności regulowanej, wysokość kary nie może być niższa niż 1% i nie wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z wykonywanej działalności koncesjonowanej albo działalności prowadzonej na podstawie wpisu do rejestru działalności regulowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. Nadto dodaje się ust. 8 w brzmieniu: 8. Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek. W art. 1 pkt 75 ustawy o zmianie ustawy o OZE wprowadzono obowiązek świadczenia usługi przesyłu lub dystrybucji biometanu. Zgodnie z proponowanym brzmieniem art. 1 pkt 91 lit. c tej	postępowania administracyjnego przewidują możliwość odstąpienia od wymierzenia kary.

			ustawy za nieprzestrzeganie tego obowiązku grozi kara administracyjna. Przepis art. 170 ust. 3 ustawy o OZE minimalny wymiar kary za naruszenie tego obowiązku określa na 1%, a maksymalny na 15% rocznego przychodu operatora. W przypadku dużego operatora jakim jest PSG minimalny wymiar kary wynosić będzie ponad 50 mln zł. Minimalna kara jest niewspółmiernie wysoka do szkód, jakie mogą być związane z niewielkim naruszeniem obowiązku dystrybucji biometanu . Jeśli do takiego naruszenia doszłoby przypadkowo lub jego skala byłaby niewielka, wymiar kary powinien być adekwatny. Dlatego postuluje się o nieokreślanie w przepisach minimalnego wymiaru kary za naruszenie obowiązku, o którym mowa w art. 118 ustawy o OZE i pozostawienie tej kwestii do uznania administracyjnego organu wymierzającego tę karę. Przepisy ustawy o OZE powinny dopuścić możliwość odstąpienia od wymierzenia kary, wzorem przepisów określonych w art. 56 ust. 6a ustawy - Prawo energetyczne.	
602.	Zmiana art.170 ust. 1 i 3 oraz dodanie art. 170 ust. 8 Ustawy OZE	PGNIG	Zmiana art. 170 ust. 1 i 3 oraz dodanie art. 170 ust. 8 Ustawy „1. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach określonych w art. 168 pkt 1-5, **7,** 9a oraz 10 nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego podmiotu, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna jest związana z działalnością gospodarczą wykonywaną na podstawie koncesji albo wpisu do rejestru działalności regulowanej, wysokość kary nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z prowadzonej działalności koncesjonowanej albo działalności wykonywanej na podstawie wpisu	**Uwaga przyjęta** w odniesieniu do art. 170 ust. 1 i 3. **Uwaga nieprzyjęta** w odniesieniu do art. 170 ust. 8 Projektodawca nie dostrzega potrzeby zmiany w tym zakresie z uwagi na to, że przepisy zmienianej ustawy (art. 174) jak i przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego przewidują możliwość odstąpienia od wymierzenia kary.

			do rejestru działalności regulowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. 3. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach określonych w art. 168 pkt 6 **i** 8 nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego podmiotu, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością gospodarczą wykonywaną na podstawie koncesji albo wpisu do rejestru działalności regulowanej, wysokość kary nie może być niższa niż 1% i nie wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z wykonywanej działalności koncesjonowanej albo działalności prowadzonej na podstawie wpisu do rejestru działalności regulowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. Nadto dodaje się ust. 8 w brzmieniu: 8. Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek. W art. 1 pkt 75 ustawy o zmianie ustawy o OZE wprowadzono obowiązek świadczenia usługi przesyłu lub dystrybucji biometanu. Zgodnie z proponowanym brzmieniem art. 1 pkt 91 lit. c tej ustawy za nieprzestrzeganie tego obowiązku grozi kara administracyjna. Przepis art. 170 ust. 3 ustawy o OZE minimalny wymiar kary za naruszenie tego obowiązku określa na 1%, a maksymalny na 15% rocznego przychodu operatora. W przypadku dużego operatora jakim jest PSG minimalny wymiar kary wynosić będzie ponad 50 mln zł. Minimalna kara jest niewspółmiernie wysoka do szkód, jakie mogą być	

			związane z niewielkim naruszeniem obowiązku dystrybucji biometanu . Jeśli do takiego naruszenia doszłoby przypadkowo lub jego skala byłaby niewielka, wymiar kary powinien być adekwatny. Dlatego postuluje się o nieokreślanie w przepisach minimalnego wymiaru kary za naruszenie obowiązku, o którym mowa w art. 118 ustawy o OZE i pozostawienie tej kwestii do uznania administracyjnego organu wymierzającego tę karę. Przepisy ustawy o OZE powinny dopuścić możliwość odstąpienia od wymierzenia kary, wzorem przepisów określonych w art. 56 ust. 6a ustawy - Prawo energetyczne.	
603.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184j ust. ustawy OZE)	Energa S.A. TOE	Duże wątpliwości budzi proponowany dla klastrów system wsparcia, w ramach którego członkowie klastra mogą uzyskać zwolnienie z opłaty OZE, kogeneracyjnej, akcyzy, obowiązków związanych ze świadectwami pochodzenia oraz uzyskać ulgi w opłatach dystrybucyjnych. W przypadku opłaty OZE, kogeneracyjnej oraz ulgi w opłatach dystrybucyjnych – proponowany system wsparcia może prowadzić do przenoszenia kosztów tych opłat na pozostałych odbiorców i być niezgodny z dyrektywą RED II, w szczególności postanowieniami art. 22 ust. 4 lit d: *4. Państwa członkowskie ustanawiają ramy pozwalające na promowanie i ułatwianie rozwoju społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej. Ramy te zapewniają między innymi, aby:* ….	**Uwaga nieprzyjęta** w zakresie usunięcia przepisów w art. 184j, ust. 1 pkt 1 Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii działać będą na terenie działania jednego operatora sieci dystrybucyjnej w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową, na zwartym terytorialnie obszarze mającym lokalny charakter. Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii. Proponowany system wsparcia klastrów energii odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii

			d) społeczności energetyczne działające w zakresie energii odnawialnej podlegały sprawiedliwym, proporcjonalnym i przejrzystym procedurom, w tym procedurom *w zakresie rejestracji i wydawania koncesji,* ***oraz ponosiły odzwierciedlające koszty opłaty sieciowe, jak również odpowiednie opłaty i podatki, co zapewni, że w adekwatny, sprawiedliwy i wyważony sposób będą one uczestniczyć w ogólnym podziale kosztów systemu zgodnie z przejrzystą analizą kosztów i korzyści dotyczącą dystrybuowanych źródeł energii opracowaną przez właściwe organy krajowe****;* Proponujemy usunięcie następującego fragmentu nowego art. 184j: 1) nie nalicza i nie pobiera się od członków klastra energii opłaty: a) OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1, b) kogeneracyjnej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji; Wskazany fragment spowoduje konieczność nieuzasadnionego przeniesienia kosztów opłat OZE i CHP na pozostałe grupy odbiorców energii elektrycznej, w tym gospodarstwa domowe, co wpłynie na poziom oferowanych im cen za energię elektryczną (w tym wypadku kosztów opłat dystrybucyjnych). Dodatkowo wprowadzenie takiego wyłączenia spowoduje powstanie precedensu, który w przyszłości zostanie wykorzystany do rozszerzenia katalogu o inne opłaty np. opłatę mocową.	prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy wskazanego. Zasady współpracy z OSD zostały określone w projektowanej regulacji. Mechanizm wsparcia będzie funkcjonował w dwóch etapach. Pierwszy okres będzie trwać do 31 grudnia 2026 r. Wymagane będzie, aby co najmniej 30 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii przez strony porozumienia klastra energii pochodziło z OZE, a łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze energii nie przekraczała 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwiała pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania stron porozumienia klastra energii. Ponadto, łączna moc magazynów energii członków klastra energii wynosić będzie co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. W drugim etapie wymagania zostaną zwiększone. Od 1 stycznia 2027 r. wsparcie będzie przysługiwać wobec tych klastrów energii, które wykażą, że co najmniej 50 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii pochodzi z OZE, zaś łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze nie przekracza 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwia pokrycie w ciągu roku w każdej godzinie nie mniej niż 50% łącznych dostaw do stron porozumienia klastra energii w zakresie energii elektrycznej. Ponadto, łączna moc magazynów energii członków klastra energii wynosić będzie co najmniej 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. Należy podkreślić, że projektodawca zaproponował korzystanie z systemu wsparcia po osiągnięciu określonych w projekcie nowelizacji ustawy założeń związanych z produkcją energii z OZE i jej magazynowaniem, co wymaga w pierwszej kolejności poniesienia przez klastry dużych nakładów inwestycyjnych.

				Proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych: a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży, b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez: • zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania, • obniżenie strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami, c) zwiększenia samowystarczalności energetycznej obszarów, d) poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego. Autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne. Obecnie OSD, aby wywiązać się z obowiązków ustawowych, planuje i prowadzi rozbudowę sieci, dokonuje zakupu energii na pokrycie strat przesyłowych oraz dokonuje zakupu usług systemowych w celu zapewnienia jakości energii. W tym kontekście klaster energii, który przeprowadził inwestycje przynoszące z punktu widzenia OSD istotne oszczędności powinien uzyskać obniżkę na opłatach sieciowych odprowadzanych do OSD. Zaproponowana obniżka stanowi zachętę dla klastrów energii do obniżania kosztów uzasadnionych, gdyż klastry energii realizują obowiązki ustawowe OSD określone w ustawie Prawo energetyczne i ma na celu przekierowanie oszczędności (unikniętych kosztów inwestycyjnych i innych) uzyskanych przez OSD, a wynikających z działania klastra, bezpośrednio do klastra, i tym samym stworzenie zachęty do powstawania zintegrowanych i korzystnych systemowo klastrów energii. Bez uregulowania w prawie tych zasad klaster nie będzie miał ani powodu, ani wystarczająco atrakcyjnych warunków ekonomicznych do prowadzenia inwestycji w branży OZE i prowadzenia działań generujących oszczędności po stronie OSD.

604.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184j ustawy OZE)	ENEA Operator Sp. z o.o. PTPIREE	Uwaga ogólna Zwracamy uwagę na konieczność dostosowania systemów informatycznych OSD do proponowanego sposobu rozliczania. Szacujemy że czas niezbędny do ich wdrożenia to ok. 12 miesięcy. Dlatego proponujemy dla tych rozwiązań wprowadzić 12 miesięczny okres na ich wdrożenie w życie.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Projektodawca zdecydował o przekazywaniu danych pomiarowych przez Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Termin wejścia w życie regulacji to 2 lipca 2024 roku. Projekt przewiduje długi okres vacatio legis, który umożliwi przygotowanie się uczestników do stosowania nowych przepisów.
605.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184j. ustawy OZE)	TOE	Proponujemy usunięcie następującego fragmentu nowego art. 184j: 1) nie nalicza i nie pobiera się od członków klastra energii opłaty: a) OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1, b) kogeneracyjnej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji; Uzasadnienie: Wskazany fragment spowoduje konieczność nieuzasadnionego przeniesienia kosztów opłat OZE i CHP na pozostałe grupy odbiorców energii elektrycznej, w tym gospodarstwa domowe, co wpłynie na poziom oferowanych im cen za energię elektryczną (w tym wypadku kosztów opłat dystrybucyjnych). Dodatkowo wprowadzenie takiego wyłączenia spowoduje powstanie precedensu, który w przyszłości zostanie wykorzystany do rozszerzenia katalogu o inne opłaty np. opłatę mocową.	**Uwaga nieprzyjęta** w zakresie usunięcia zapisów w art. 184j . Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii działać będą na terenie działania jednego operatora sieci dystrybucyjnej w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową, na zwartym terytorialnie obszarze mającym lokalny charakter. Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD) i Operatorami Sieci Przesyłowych (OSP), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii. Proponowany system wsparcia klastrów energii odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy wskazanego. Zasady współpracy z OSD i OSP zostały określone w projektowanej regulacji.

				Mechanizm wsparcia będzie funkcjonował w dwóch etapach. Pierwszy okres będzie trwać do 31 grudnia 2026 r. Wymagane będzie, aby co najmniej 30 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii przez strony porozumienia klastra energii pochodziło z OZE, a łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze energii nie przekraczała 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwiała pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania stron porozumienia klastra energii. Ponadto, łączna moc magazynów energii członków klastra energii wynosić będzie co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. W drugim etapie wymagania zostaną zwiększone. Od 1 stycznia 2027 r. wsparcie będzie przysługiwać wobec tych klastrów energii, które wykażą, że co najmniej 50 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii pochodzi z OZE, zaś łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze nie przekracza 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwia pokrycie w ciągu roku w każdej godzinie nie mniej niż 50% łącznych dostaw do stron porozumienia klastra energii w zakresie energii elektrycznej. Ponadto, łączna moc magazynów energii członków klastra energii wynosić będzie co najmniej 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. Należy podkreślić, że projektodawca zaproponował korzystanie z systemu wsparcia po osiągnięciu określonych w projekcie nowelizacji ustawy założeń związanych z produkcją energii z OZE i jej magazynowaniem, co wymaga w pierwszej kolejności poniesienia przez klastry dużych nakładów inwestycyjnych. Proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych: a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży, b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez:

				• zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania, • obniżenie strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami, c) zwiększenia samowystarczalności energetycznej obszarów, d) poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego. Autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne. Obecnie OSD, aby wywiązać się z obowiązków ustawowych, planuje i prowadzi rozbudowę sieci, dokonuje zakupu energii na pokrycie strat przesyłowych oraz dokonuje zakupu usług systemowych w celu zapewnienia jakości energii. W tym kontekście klaster energii, który przeprowadził inwestycje przynoszące z punktu widzenia OSD istotne oszczędności powinien uzyskać obniżkę na opłatach sieciowych odprowadzanych do OSD. Zaproponowana obniżka stanowi zachętę dla klastrów energii do obniżania kosztów uzasadnionych, gdyż klastry energii realizują obowiązki ustawowe OSD określone w ustawie Prawo energetyczne i ma na celu przekierowanie oszczędności (uniknięty kosztów inwestycyjnych i innych) uzyskanych przez OSD, a wynikających z działania klastra, bezpośrednio do klastra, i tym samym stworzenie zachęty do powstawania zintegrowanych i korzystnych systemowo klastrów energii. Bez uregulowania w prawie tych zasad klaster nie będzie miał ani powodu, ani wystarczająco atrakcyjnych warunków ekonomicznych do prowadzenia inwestycji w branży OZE i prowadzenia działań generujących oszczędności po stronie OSD.
606.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184j ust. 1	Krajowa Izba Klastrów Energii i OZE	*„Art. 184j. 1. Do dnia 31 grudnia 2029 r., w odniesieniu do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz wysokosprawnych jednostkach kogeneracji gazowej, przystosowanych do spalania lub współspalania wodoru o znamionowej mocy elektrycznej nie*	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga nie jest związana z zakresem projektu regulacji. Uwaga dotycząca nienaliczania opłaty mocowej nie została uwzględniona. Opłata mocowa wynika z przyjętej w 2017 roku ustawy o rynku mocy, która wprowadziła mechanizm wynagradzania wytwórców energii za

	ustawy OZE)		*<u>większej niż 2 MW</u> przez członków klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez członków tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego, o którym mowa w art. 184l ust. 3:* *1) nie nalicza i nie pobiera się od członków klastra energii opłaty:* *a) OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1 ,* *b) kogeneracyjnej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r.* *o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji ;* *2) w przypadku, gdy ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej :* *a) przekroczy 60% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 95% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, <u>w tym w szczególności opłatę mocową</u>,* *b) przekroczy 70% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 90% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii,* *c) przekroczy 80% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 85% wysokości opłat*	gotowość dostarczania energii do sieci. Głównym uzasadnieniem dla jej wprowadzenia było zapewnienie stabilności i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zmniejszenie ryzyka tzw. Blackoutu. Wysokość opłaty odzwierciedla płatności dla dostawców mocy, które zostały zakontraktowane w wyniku przeprowadzonych aukcji rynku mocy. Środki pozyskane z tej opłaty przeznaczone będą na budowę nowych, modernizację i utrzymanie istniejących jednostek wytwórczych, a także aktywizację zarządzania zużyciem energii i uelastycznienie popytu na nią. Wysokość opłaty jest uzależniona od grupy taryfowej, a także od tzw. indywidualnej krzywej poboru, czyli różnicy pomiędzy zużyciem energii w godzinach szczytowego zapotrzebowania, a zużyciem w pozostałych godzinach doby. Premiowane jest takie zużywanie, które w jak najmniejszym stopniu wpływa na szczytowe zapotrzebowanie na energię. Wg Ustawodawcy pozostawienie konieczności uiszczania opłaty mocowej będzie dodatkowym czynnikiem motywującym odbiorców (w tym wypadku członków klastra energii) do świadomego zużywania prądu w ciągu doby i w efekcie wpłynie na poprawę bilansowania zapotrzebowania na energię klastra energii. Dodatkowo klastry energii będą miały swój wkład w budowę nowych, modernizację i utrzymanie istniejących jednostek wytwórczych, a także aktywizację zarządzania zużyciem energii i uelastycznienie popytu na nią. W odniesieniu do wniosku o wskazanie, czy wspomniana w art. 184j ust. 1 pkt 2) „ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej” dotyczyć ma ilości rocznej czy godzinowej projektodawca wyjaśnia, że dotyczy ona ilości energii dla danej godziny okresu rozliczeniowego, którym jest miesiąc kalendarzowy.

			za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, *d) przekroczy 90% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 80% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii,* *e) wyniesie 100% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 75% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii* *3) do sprzedawcy wskazanego nie stosuje się obowiązków, o których mowa w art. 10 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166) oraz w art. 52 ust. 1;* *4) uznaje się, że jest ona zużyciem energii elektrycznej wyprodukowanej przez dany podmiot w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym i z tego tytułu podlega zwolnieniu od podatku akcyzowego pod warunkiem, że łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii wytwórców energii elektrycznej rejestrowanego klastra energii nie przekracza 1 MW."* Wnosimy o rozszerzenie zapisu art. 184j ust. 1 przez dodanie do jego treści wysokosprawnych jednostkach kogeneracji gazowej, przystosowanych do spalania lub współspalania wodoru o znamionowej mocy elektrycznej nie większej niż 2 MW. Powyższe rozszerzenie powinno zostać odpowiednio uwzględnione w całej ustawie.	

			Wnosimy o rozszerzenie upustu, o którym mowa w art. 184j ust 1 pkt 2) lit. a) w naliczaniu opłat za świadczenie usługi dystrybucji, również na opłatę mocową. Powyższe rozszerzenie powinno zostać odpowiednio uwzględnione w całej ustawie. Wnosimy o wskazanie, czy wspomniana w art. 184j ust. 1 pkt 2) „ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej" dotyczyć ma ilości rocznej czy godzinowej. Wysokość opłaty OZE na 2022 wynosi 0,90 zł/MWh Wysokość opłaty kogeneracyjnej na 2022 rok wynosi 4,04 zł/MWh Szczególną uwagę należy zwrócić, na zakres opłat za świadczenie usługi dystrybucyjnej. 95% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra, obejmie jedynie opłatę zmienną sieciową oraz opłatę jakościową. Opłata „mocowa" podobnie jak opłata OZE i opłata kogeneracyjna nie są opłatami dystrybucyjnymi, natomiast są pobierane w dystrybucji i zależą od ilości pobranej energii. Zwracamy uwagę, że z analizy przeprowadzonej przez KIKE, wynika, że dla taryfy C11 (czyli najdroższej taryfy w dystrybucji), przy założeniu że w ujęciu rocznym klaster energii pokryje 100% zużycia własną produkcją energii, to oszczędności wyniosą ok 25% z 180 zł/MWh zł. Wyjątek stanowi taryfa OSD Energa, w której oszczędności wyniosą szacunkowo ok. 25% z 240 zł/MWh. Ostatecznie, według szacunków KIKE, korzyści dla klastrów mogą wynosić ok: • 0,90 zł/MWh z opłaty OZE	

			• 4,04 zł/MWh z opłaty kogeneracyjnej • do 45 zł w zmiennych opłatach dystrybucyjnych po spełnieniu szeregu warunków (które w rzeczowości mogą okazać się trudne do spełnienia), jak na przykład: 2 % magazynowania, następnie 5% • ok. 3 zł/MWh z art. 10 i 52 ustawy o efektywności energetycznej • Akcyza do 1 MW mocy w klastrze.	
607.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184j ust. 1 ustawy OZE)	Krajowej Izby Klastrów Energii i OZE	*„Art. 184j. 1. Do dnia 31 grudnia 2029 r., w odniesieniu do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz wysokosprawnych jednostkach kogeneracji gazowej, przystosowanych do spalania lub współspalania wodoru o znamionowej mocy elektrycznej nie większej niż 2 MW przez członków klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez członków tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego, o którym mowa w art. 184l ust. 3:* *1) nie nalicza i nie pobiera się od członków klastra energii opłaty:* *a) OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1 ,* *b) kogeneracyjnej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r.* *o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji ;* *2) w przypadku, gdy ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej :*	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga nie jest związana z zakresem projektu regulacji. Uwaga dotycząca nienaliczania opłaty mocowej nie została uwzględniona. Opłata mocowa wynika z przyjętej w 2017 roku ustawy o rynku mocy, która wprowadziła mechanizm wynagradzania wytwórców energii za gotowość dostarczania energii do sieci. Głównym uzasadnieniem dla jej wprowadzenia było zapewnienie stabilności i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zmniejszenie ryzyka tzw. Blackoutu. Wysokość opłaty odzwierciedla płatności dla dostawców mocy, które zostały zakontraktowane w wyniku przeprowadzonych aukcji rynku mocy. Środki pozyskane z tej opłaty przeznaczone będą na budowę nowych, modernizację i utrzymanie istniejących jednostek wytwórczych, a także aktywizację zarządzania zużyciem energii i uelastycznienie popytu na nią. Wysokość opłaty jest uzależniona od grupy taryfowej, a także od tzw. indywidualnej krzywej poboru, czyli różnicy pomiędzy zużyciem energii w godzinach szczytowego zapotrzebowania, a zużyciem w pozostałych godzinach doby. Premiowane jest takie zużywanie, które w jak najmniejszym stopniu wpływa na szczytowe zapotrzebowanie na energię. Wg Ustawodawcy pozostawienie konieczności uiszczania opłaty mocowej będzie dodatkowym czynnikiem motywującym odbiorców (w tym wypadku członków klastra energii) do świadomego zużywania prądu w ciągu doby i w efekcie wpłynie na poprawę bilansowania zapotrzebowania na energię klastra energii. Dodatkowo klastry energii będą miały swój wkład w budowę nowych, modernizację i utrzymanie istniejących

			a) przekroczy 60% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 95% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, <u>w tym w szczególności opłatę mocową</u>, *b) przekroczy 70% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 90% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii,* *c) przekroczy 80% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 85% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii,* *d) przekroczy 90% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 80% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii,* *e) wyniesie 100% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 75% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii* *3) do sprzedawcy wskazanego nie stosuje się obowiązków, o których mowa w art. 10 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166) oraz w art. 52 ust. 1;*	jednostek wytwórczych, a także aktywizację zarządzania zużyciem energii i uelastycznienie popytu na nią. W odniesieniu do wniosku o wskazanie, czy wspomniana w art. 184j ust. 1 pkt 2 „ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej” dotyczyć ma ilości rocznej czy godzinowej projektodawca wyjaśnia, że dotyczy ona ilości energii dla danej godziny okresu rozliczeniowego, którym jest miesiąc kalendarzowy.

			4) uznaje się, że jest ona zużyciem energii elektrycznej wyprodukowanej przez dany podmiot w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym i z tego tytułu podlega zwolnieniu od podatku akcyzowego pod warunkiem, że łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii wytwórców energii elektrycznej rejestrowanego klastra energii nie przekracza 1 MW." Wnosimy o rozszerzenie zapisu art. 184j ust. 1 przez dodanie do jego treści wysokosprawnych jednostkach kogeneracji gazowej, przystosowanych do spalania lub współspalania wodoru o znamionowej mocy elektrycznej nie większej niż 2 MW. Powyższe rozszerzenie powinno zostać odpowiednio uwzględnione w całej ustawie. Wnosimy o rozszerzenie upustu, o którym mowa w art. 184j ust 1 pkt 2) lit. a) w naliczaniu opłat za świadczenie usługi dystrybucji, również na opłatę mocową. Powyższe rozszerzenie powinno zostać odpowiednio uwzględnione w całej ustawie. Wnosimy o wskazanie, czy wspomniana w art. 184j ust. 1 pkt 2) „ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej" dotyczyć ma ilości rocznej czy godzinowej? Wysokość opłaty OZE na 2022 wynosi 0,90 zł/MWh Wysokość opłaty kogeneracyjnej na 2022 rok wynosi 4,04 zł/MWh Ostatecznie,, korzyści dla klastrów mogą wynosić ok: • 0,90 zł/MWh z opłaty OZE • 4,04 zł/MWh z opłaty kogeneracyjnej	

			• do 45 zł w zmiennych opłatach dystrybucyjnych po spełnieniu szeregu warunków (które w rzeczowości mogą okazać się trudne do spełnienia), jak na przykład: 2 % magazynowania, następnie 5% • ok. 3 zł/MWh z art. 10 i 52 ustawy o efektywności energetycznej • Akcyza do 1 MW mocy w klastrze.	
608.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184j ust. 1 ustawy OZE)	Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji	*„ 2) w przypadku, gdy ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej:”* (str. 78) Należy doprecyzować czy „*energię wprowadzoną do sieci dystrybucyjnej*” należy rozumieć jako różnicę energii wyprodukowanej z OZE i energii skonsumowanej?	**Uwaga nieprzyjęta** Przepis nie wymaga doprecyzowania.
609.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184j ust. 1 pkt 2 ustawy OZE)	PGE	Niezbędne jest wskazanie kalkulacji będących podstawą tych rozliczeń (przyjętych danych %) oraz – z uwagi na wpływ na przychód regulowany OSD – o uzgodnienie sposobu rozliczania z PURE, w tym w celu eliminacji wpływu na pozostałych odbiorców energii elektrycznej, którzy nie są członkami klastra, a na których będą musiały zostać przeniesione nieponiesione przez członków klastra opłaty. Zwracamy także uwagę, że jeśli klaster zawarł umowę kompleksową, wtedy opłaty te nalicza sprzedawca energii, a nie OSD.	**Uwaga nieprzyjęta** w zakresie usunięcia zapisów w art. 184j Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii działać będą na terenie działania jednego operatora sieci dystrybucyjnej w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową, na zwartym terytorialnie obszarze mającym lokalny charakter. Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD) i Operatorami Sieci Przesyłowych (OSP), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii. Proponowany system wsparcia klastrów energii odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia

				przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy wskazanego. Zasady współpracy z OSD i OSP zostały określone w projektowanej regulacji. Mechanizm wsparcia będzie funkcjonował w dwóch etapach. Pierwszy okres będzie trwać do 31 grudnia 2026 r. Wymagane będzie, aby co najmniej 30 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii przez strony porozumienia klastra energii pochodziło z OZE, a łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze energii nie przekraczała 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwiała pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania stron porozumienia klastra energii. Ponadto, łączna moc magazynów energii członków klastra energii wynosić będzie co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. W drugim etapie wymagania zostaną zwiększone. Od 1 stycznia 2027 r. wsparcie będzie przysługiwać wobec tych klastrów energii, które wykażą, że co najmniej 50 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii pochodzi z OZE, zaś łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze nie przekracza 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwia pokrycie w ciągu roku w każdej godzinie nie mniej niż 50% łącznych dostaw do stron porozumienia klastra energii w zakresie energii elektrycznej. Ponadto, łączna moc magazynów energii członków klastra energii wynosić będzie co najmniej 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. Należy podkreślić, że projektodawca zaproponował korzystanie z systemu wsparcia po osiągnięciu określonych w projekcie nowelizacji ustawy założeń związanych z produkcją energii z OZE i jej magazynowaniem, co

				wymaga w pierwszej kolejności poniesienia przez klastry dużych nakładów inwestycyjnych. Proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych: a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży, b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez: • zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania, • obniżenie strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami, c) zwiększenia samowystarczalności energetycznej obszarów, d) poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego. Autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne. Obecnie OSD, aby wywiązać się z obowiązków ustawowych, planuje i prowadzi rozbudowę sieci, dokonuje zakupu energii na pokrycie strat przesyłowych oraz dokonuje zakupu usług systemowych w celu zapewnienia jakości energii. W tym kontekście klaster energii, który przeprowadził inwestycje przynoszące z punktu widzenia OSD istotne oszczędności powinien uzyskać obniżkę na opłatach sieciowych odprowadzanych do OSD. Zaproponowana obniżka stanowi zachętę dla klastrów energii do obniżania kosztów uzasadnionych, gdyż klastry energii realizują obowiązki ustawowe OSD określone w ustawie Prawo energetyczne i ma na celu przekierowanie oszczędności (uniknięty kosztów inwestycyjnych i innych) uzyskanych przez OSD, a wynikających z działania klastra, bezpośrednio do klastra, i tym samym stworzenie zachęty do powstawania zintegrowanych i korzystnych systemowo klastrów energii.

				Bez uregulowania w prawie tych zasad klaster nie będzie miał ani powodu, ani wystarczająco atrakcyjnych warunków ekonomicznych do prowadzenia inwestycji w branży OZE i prowadzenia działań generujących oszczędności po stronie OSD.
610.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184j ust. 1 pkt 2 ustawy OZE)	ENEA Operator Sp. z o.o.	2) dla każdego obszaru bilansowania w klastrze energii w przypadku, gdy ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej: Konsekwencja wcześniejszej propozycji zdefiniowania obszaru bilansowania w klastrze. Mając na uwadze bardzo duży obszar funkcjonowania klastra wynikający z jego definicji (dwa powiaty, co powoduje, że członkowie klastra mogą być oddaleni od siebie nawet o ponad 100km, czyli nie wnoszą oni realnych korzyści dla funkcjonowania sieci) proponujemy wprowadzenie obszarów bilansowania w klastrze energii (o charakterze lokalnym i powiązanych z siecią). W ramach tych obszarów odbywałoby się bilansowanie energii wytworzonej i pobranej przez członków klastra należących do jednego obszaru. Każdy klaster mógłby mieć dowolna ilość takich obszarów, lecz każdy z członków klastra mógłby należeć tylko do jednego z nich. Obniżenie stawek dystrybucyjnych następowałoby tylko dla tak zdefiniowanych obszarów bilansowania w klastrze energii.	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra. Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD) i Operatorami Sieci Przesyłowych (OSP), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii.
611.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy	PIGEOR	1. Do dnia 31 grudnia 2029 r., w odniesieniu do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z projektowanym art. 184j ust. 1 pkt 4 Ustawy OZE, uznaje się, że zużycie energii OZE wytworzonej w klastrze przez członka klastra stanowi

	(art. 184j ust. 1 pkt 2 ustawy OZE)		energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez członków tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego, o którym mowa w art. 184l ust. 3: ; 4) uznaje się, że jest ona zużyciem energii elektrycznej wyprodukowanej przez dany podmiot w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym i z tego tytułu podlega zwolnieniu od podatku akcyzowego ~~pod warunkiem, że łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii wytwórców energii elektrycznej rejestrowanego klastra energii nie przekracza 1 MW.~~ Uzasadnienie: Proponujemy wykreślenie arbitralnego ograniczenia możliwości rozliczeń wyprodukowanej energii na potrzeby własne do 1 MW. Uważamy, że ograniczenia terytorialne (jedne powiat) i inne techniczne ograniczą możliwość zastosowanie rozliczeń jako potrzeby własne do takiego poziomu jaki aktualnie jest w klastrze a czy to jest 1 MW – 5 MW czy 10 MW zależy od uwarunkowań lokalnych. Ograniczenie administracyjne w tym przypadku jest zbędne.	zużycie energii elektrycznej wyprodukowanej przez dany podmiot w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym i z tego tytułu podlega zwolnieniu od podatku akcyzowego pod warunkiem, że łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii wytwórców energii elektrycznej rejestrowanego klastra energii nie przekracza 1 MW. Projektowany przepis stanowi konsekwencję art. 16 ust. 7a pkt 1 ustawy akcyzowej. Rozwiązanie to jest zgodne zarówno z przepisami Dyrektywy 2003/96/WE, jak również z unijnymi regulacjami dotyczącymi pomocy publicznej.
612.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184j ust. 1 pkt	ENEA Operator Sp. z o.o.	a) przekroczy 70 ~~**60**~~% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 98 ~~**95**~~% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj.	**Uwaga nieprzyjęta** w zakresie niepokrycia kosztów funkcjonowania sieci przez członków klastra i obniżenia stawek opłat dystrybucyjnych. Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego

	2a do 2e ustawy OZE)		składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej, b) przekroczy 80 ~~70~~% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 96 ~~90~~% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej c) przekroczy 90 ~~80~~% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 94 ~~85~~% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej d) przekroczy 95 ~~90~~% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 92 ~~80~~% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej e) wyniesie co najmniej 100% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 90 ~~75~~% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra	elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra. Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD) i Operatorami Sieci Przesyłowych (OSP), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii. Proponowany system wsparcia klastrów energii odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy. Zasady współpracy z OSD i OSP zostały określone w projektowanej regulacji. Mechanizm wsparcia będzie funkcjonował w dwóch etapach. Pierwszy okres będzie trwać do 31 grudnia 2026 r. Wymagane będzie, aby co najmniej 30 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii przez strony porozumienia klastra energii pochodziło z OZE, a łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze energii nie przekraczała 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwiała pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania stron porozumienia klastra energii. Ponadto, łączna moc magazynów energii członków klastra energii

			energii; tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej Mając na uwadze zasady wyznaczania taryf dystrybucyjnych i konieczność unikania subsydiowania skrośnego pomiędzy grupami odbiorców (koszty funkcjonowania sieci nie pokryte przez członków klastra, będą musiały zostać pokryte w taryfie przez pozostałych odbiorców) proponujemy wprowadzenie dodatkowych zmian wprowadzających adekwatne wartości upustów w opłatach dystrybucyjnych, w stosunku do korzyści powstałych w obszarze bilansowania klastra energii dla elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej.	wynosić będzie co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. W drugim etapie wymagania zostaną zwiększone. Od 1 stycznia 2027 r. wsparcie będzie przysługiwać wobec tych klastrów energii, które wykażą, że co najmniej 50 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii pochodzi z OZE, zaś łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze nie przekracza 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwia pokrycie w ciągu roku w każdej godzinie nie mniej niż 50% łącznych dostaw do stron porozumienia klastra energii w zakresie energii elektrycznej. Ponadto, łączna moc magazynów energii członków klastra energii wynosić będzie co najmniej 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. Należy podkreślić, że projektodawca zaproponował korzystanie z systemu wsparcia po osiągnięciu określonych w ustawie założeń związanych z produkcją energii z OZE i jej magazynowaniem, co wymaga w pierwszej kolejności poniesienia przez klastry dużych nakładów inwestycyjnych. Proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych: a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży, b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez: • zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania, • obniżenie strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami, c) zwiększenie samowystarczalności energetycznej obszarów, d) poprawę krajowego bezpieczeństwa energetycznego. Autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne. Obecnie OSD, aby wywiązać się z obowiązków ustawowych, planuje i

				prowadzi rozbudowę sieci, dokonuje zakupu energii na pokrycie strat przesyłowych oraz dokonuje zakupu usług systemowych w celu zapewnienia jakości energii. W tym kontekście klaster energii, który przeprowadził inwestycje przynoszące z punktu widzenia OSD istotne oszczędności powinien uzyskać obniżkę na opłatach sieciowych odprowadzanych do OSD. Zaproponowana w nowelizacji ustawy obniżka na opłatach sieciowych stanowi zachętę dla klastrów energii do obniżania kosztów uzasadnionych, gdyż klastry energii realizują obowiązki ustawowe OSD określone w ustawie Prawo energetyczne i ma na celu przekierowanie oszczędności (uniknięty kosztów inwestycyjnych i innych) uzyskanych przez OSD, a wynikających z działania klastra, bezpośrednio do klastra, i tym samym stworzenie zachęty do powstawania zintegrowanych i korzystnych systemowo klastrów energii. Bez uregulowania w prawie tych zasad klaster nie będzie miał ani powodu, ani wystarczająco atrakcyjnych warunków ekonomicznych do prowadzenia inwestycji w branży OZE i prowadzenia działań generujących oszczędności po stronie OSD. **Uwaga przyjęta** w zakresie doprecyzowania w zakresie składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej . W przepisie zostały wyszczególnione składniki opłat, tj. składnik zmienny stawki sieciowej i stawka jakościowa.
613.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184j ust. 1 pkt 2a do 2e ustawy OZE)	PTPIREE	W artykule nie wskazano które z opłat dystrybucyjnych zależą od ilości energii elektrycznej pobranej – nie jest wiadomym czy opłaty zależne od ilości energii pobranej, które są tylko „przenoszone” dalej przez OSD, również podlegają tym przepisom. Należy dopisać doprecyzowanie jakich opłat to dotyczy. Dlatego proponujemy na końcu każdego punktu dopisać: „tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej”	**Uwaga przyjęta** w zakresie doprecyzowania w zakresie składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej . W przepisie zostały wyszczególnione składniki opłat, tj. składnik zmienny stawki sieciowej i stawka jakościowa. W odniesieniu do uwagi dotyczącej wskazania sposobu w jaki OSD będzie mógł odebrać stratę wynikającą z obniżonego poziomu naliczanych opłat projektodawca wyjaśnia, że autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w

			Nie określono również w jaki sposób OSD będzie mógł odebrać stratę wynikającą z obniżonego poziomu naliczanych opłat. Należy to doprecyzować.	ustawie Prawo energetyczne. Obecnie OSD, aby wywiązać się z obowiązków ustawowych, planuje i prowadzi rozbudowę sieci, dokonuje zakupu energii na pokrycie strat przesyłowych oraz dokonuje zakupu usług systemowych w celu zapewnienia jakości energii. W tym kontekście klaster energii, który przeprowadził inwestycje przynoszące z punktu widzenia OSD istotne oszczędności powinien uzyskać obniżkę na opłatach sieciowych odprowadzanych do OSD.
614.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184j ust. 2 ustawy OZE)	BOLTON Electric sp. z o. o.	Zgodnie z projektowanym art. 184j ust. 2 *Członkowie klastra energii, którzy korzystają z rozliczeń na podstawie art. 4 ust. 1, nie mogą korzystać z rozliczeń, o których mowa w ust. 1.* Komentowany przepis wyłącza możliwość korzystania z systemów wsparcia przez członków klastra działających w oparciu o system opustowy. Zapis ogranicza zachęty do rozwoju dla istniejących klastrów korzystających z systemu opustowego. Zgodnie z uzasadnieniem projektu celem nowelizacji jest stworzenie atrakcyjnych warunków prawnych dla rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce. Projektowane rozwiązanie nie wpisuje się jednak w pełni w ten cel. Możliwość łączenia systemu opustowego z mechanizmem wsparcia przyczyniłaby się do rozwoju już istniejących klastrów działających z wykorzystaniem systemu opustowego. Mechanizm wsparcia ma jedynie charakter czasowy. Proponujemy usunięcie tego zapisu. <u>Propozycja zmiany</u> Usunięcie projektowanego art. 184j ust. 2.	**Uwaga nieprzyjęta** Ta sama działalność nie może korzystać z dwóch różnych systemów wsparcia wykluczających się.
615.	Art. 1 pkt 94	DOEKO Group sp. z o. o.	Zgodnie z projektowanym art. 184j ust. 2 *Członkowie klastra energii, którzy korzystają z*	**Uwaga nieprzyjęta**

	projektu ustawy (art. 184j ust. 2 ustawy OZE)	SCEO	*rozliczeń na podstawie art. 4 ust. 1, nie mogą korzystać z rozliczeń, o których mowa w ust. 1.* Komentowany przepis wyłącza możliwość korzystania z systemów wsparcia przez członków klastra działających w oparciu o system opustowy. Zapis ogranicza zachęty do rozwoju dla istniejących klastrów korzystających z systemu opustowego. Zgodnie z uzasadnieniem projektu celem nowelizacji jest stworzenie atrakcyjnych warunków prawnych dla rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce. Projektowane rozwiązanie nie wpisuje się jednak w pełni w ten cel. Możliwość łączenia systemu opustowego z mechanizmem wsparcia przyczyniłaby się do rozwoju już istniejących klastrów działających z wykorzystaniem systemu opustowego. Mechanizm wsparcia ma jedynie charakter czasowy. Proponujemy usunięcie tego zapisu. <u>Propozycja zmiany</u> Usunięcie projektowanego art. 184j ust. 2.	Ta sama działalność nie może korzystać z dwóch różnych systemów wsparcia wykluczających się.
616.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184j ust. 2 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A. PTPIREE	2) dla każdego obszaru bilansowania w klastrze energii w przypadku, gdy ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej: a) przekroczy ~~60%~~ 70% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza ~~95%~~ 98% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej,	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra. W odniesieniu do uwagi dotyczącej wskazania korzyści dla sieci elektroenergetycznej i kosztów jej funkcjonowania projektodawca

			b) przekroczy ~~70%~~ 80% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza ~~90%~~ 96% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej, c) przekroczy ~~80%~~ 90% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza ~~85%~~ 94% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej, d) przekroczy ~~90%~~ 95% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza ~~80%~~ 92% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej, e) wyniesie 100% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza ~~75%~~ 90% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej, Uzasadnienie: Tauron Polska Energia S.A.	wyjaśnia, że autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne. Obecnie OSD, aby wywiązać się z obowiązków ustawowych, planuje i prowadzi rozbudowę sieci, dokonuje zakupu energii na pokrycie strat przesyłowych oraz dokonuje zakupu usług systemowych w celu zapewnienia jakości energii. W tym kontekście klaster energii, który przeprowadził inwestycje przynoszące z punktu widzenia OSD istotne oszczędności powinien uzyskać obniżkę na opłatach sieciowych odprowadzanych do OSD. Propozycja zmian wprowadzających adekwatne wartości upustów w opłatach dystrybucyjnych, w stosunku do korzyści nie została uwzględniona, gdyż proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych: a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży, b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez: • zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania, • obniżenie strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami, c) zwiększenie samowystarczalności energetycznej obszarów, d) poprawę krajowego bezpieczeństwa energetycznego. Uwaga dotycząca doprecyzowania w zakresie składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej uwaga została przyjęta. W przepisie zostały wyszczególnione składniki opłat, tj. składnik zmienny stawki sieciowej i stawka jakościowa.

			W uzasadnieniu do ustawy nie wyjaśniono jakie są merytoryczne i ekonomiczne podstawy dla zastosowania proponowanych wielkości rabatów. Niepokryty koszt wynikający z obniżenia opłat za usługi dystrybucji dla członków klastra będzie musiał zostać pokryty przez innych odbiorców przyłączonych do sieci. Oznacza to wzrost opłat dla innych odbiorców. Mechanizm w zaproponowanym kształcie może zostać uznany za zabronione subsydiowanie skrośne. Proponujemy doprecyzowanie i modyfikację przepisów. W ramach wcześniejszych uwag zaproponowaliśmy zdefiniowanie i wprowadzenie obszarów bilansowania w klastrze energii (o charakterze lokalnym i powiązanych z siecią). W ramach tych obszarów odbywałoby się bilansowanie energii wytworzonej i pobranej przez członków klastra należących do jednego obszaru. Każdy klaster mógłby mieć dowolną liczbę takich obszarów, lecz każdy z członków klastra mógłby należeć tylko do jednego z nich. Obniżenie stawek dystrybucyjnych następowałoby tylko dla tak zdefiniowanych obszarów bilansowania w klastrze energii. Mając na uwadze zasady wyznaczania taryf dystrybucyjnych i konieczność unikania subsydiowania skrośnego pomiędzy grupami odbiorców (koszty funkcjonowania sieci niepokryte przez członków klastra będą musiały zostać pokryte w taryfie przez pozostałych odbiorców) proponujemy zmiany wprowadzające adekwatne wartości upustów w opłatach dystrybucyjnych, w stosunku do korzyści powstałych w obszarze	

			bilansowania klastra energii dla elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej. PTPIREE: W uzasadnieniu do ustawy nie wyjaśniono jakie są merytoryczne i ekonomiczne podstawy dla zastosowania proponowanych wielkości rabatów. Należy wyraźnie podkreślić, że samo utworzenie klastra w żaden sposób nie wpłynie na obniżenie kosztów działalności OSD, w szczególności kosztów generowanych przez członków klastra. Niepokryty koszt wynikający z obniżenia opłat za usługi dystrybucji dla członków klastra, będzie musiał zostać pokryty przez innych odbiorców przyłączonych do sieci danego operatora. Oznacza to wzrost opłat dla innych odbiorców. Mechanizm w zaproponowanym kształcie może zostać uznany za zabronione subsydiowanie skrośne. Ponadto uważamy, że utworzenie klastra powinno przynieść korzyści dla sieci elektroenergetycznej i kosztów jej funkcjonowania, jeżeli członkowie klastra mają ponosić mniejsze opłaty dystrybucyjne. Dlatego jak rozumiemy zaproponowano w pkt. 1) niepobieranie opłaty OZE oraz kogeneracyjnej oraz wprowadzono mechanizm „obszarów ograniczania obciążenia szczytowego”. Ten mechanizm, w określonych miejscach sieci elektroenergetycznej, może dać realne korzyści dla operatora sieci i dla członków klastra. Zaproponowane w tym punkcie zapisy powodują natomiast, że samo utworzenie klastra, bez jakiegokolwiek wpływu na sieć i koszty generowane przez członków klastra, dają określone korzyści dla członków klastra. Dlatego proponujemy usunięcie tego punktu w całości.	

			W przypadku nie przyjęcia naszej propozycji dotyczącej usunięcia pkt. 2, proponujemy doprecyzowanie i modyfikację tych przepisów, tak aby ograniczyć wysokość tych bonifikat. Dodatkowo w ramach wcześniej zgłaszanych uwag, proponowaliśmy zdefiniowanie i wprowadzenie obszarów bilansowania w klastrze energii (o charakterze lokalnym i powiązanych z siecią). W ramach tych obszarów odbywałoby się bilansowanie energii wytworzonej i pobranej przez członków klastra należących do jednego obszaru. Każdy klaster mógłby mieć dowolną ilość takich obszarów, lecz każdy z członków klastra mógłby należeć tylko do jednego z nich. Obniżenie stawek dystrybucyjnych następowałoby tylko dla tak zdefiniowanych obszarów bilansowania w klastrze energii. Mając na uwadze bardzo duży obszar funkcjonowania klastra energii wynikający z definicji klastra (członkowie klastra mogą być oddaleni od siebie nawet o kilkadziesiąt km co powoduje, że ich bilansowanie może być jedynie wirtualne, nie powodujące realnego obniżenia kosztów funkcjonowania sieci) proponujemy, aby w ramach klastra utworzone zostały obszary bilansowania w klastrze w ramach których odbywałoby się bilansowanie energii wytworzonej i pobranej przez członków klastra należących do jednego obszaru i które byłyby wykorzystywane w rozliczeniach usługi dystrybucyjnej zmiennej. Każdy klaster mógłby mieć dowolną ilość takich obszarów, lecz każdy z członków klastra mógłby należeć tylko do jednego z nich. Mając na uwadze zasady wyznaczania taryf dystrybucyjnych i konieczność unikania subsydiowania skrośnego pomiędzy grupami odbiorców (koszty funkcjonowania sieci nie pokryte przez członków	

			klastra, będą musiały zostać pokryte w taryfie przez pozostałych odbiorców) proponujemy zmiany wprowadzające adekwatne wartości upustów w opłatach dystrybucyjnych, w stosunku do korzyści powstałych w obszarze bilansowania klastra energii dla elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej. Przyjęcie propozycji dotyczącej wprowadzenia obszarów bilansowania w klastrze energii, powoduje konieczność wprowadzenia innych zmian w projekcie nowelizacji ustawy, tj.: 1. W art. 1 uOZE po pkt 19c) dodaje się pkt 19d): obszar bilansowania w klastrze energii – zbiór wszystkich punktów poboru energii stron porozumienia klastra energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej zasilanych z jednej linii elektroenergetycznej SN oraz stacji SN/nN przyłączonych do tej linii 2. Zmienia się treść art. 184k ust. 1 – 4: Art. 184k. 1. Do dnia 31 grudnia 2026 r., członkowie klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 38ai ust. 1, w przypadku, gdy: 1) co najmniej 30% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej przez strony porozumienia tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, oraz 2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW energii elektrycznej i umożliwia pokrycie w ciągu roku nie	

			mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz 3) zdolność magazynowania energii członków klastra energii wynosi co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. 2. Do dnia 31 grudnia 2029 r., członkowie klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 184l ust. 1, w przypadku gdy: 1) co najmniej 50% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej przez członków tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, oraz 2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW i umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw do członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz 3) zdolność magazynowania energii członków klastra energii wynosi co najmniej 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. 3. W celu skorzystania z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j, koordynator klastra energii składa wniosek do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz do sprzedawcy wskazanego.	

			4. Do wniosków, o których mowa w ust. 3, koordynator klastra energii dołącza oświadczenie o: 1) rocznym zapotrzebowaniu członków klastra energii tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze na energię elektryczną określonym na podstawie danych pomiarowych z roku poprzedzającego rok złożenia tego oświadczenia, a w przypadku braku takich danych o rocznym szacunkowym zapotrzebowaniu na energię; 2) spełnieniu warunków określonych w: a) ust. 1 pkt 1-3 – w przypadku złożenia wniosków przed dniem 1 stycznia 2027 r., b) ust. 2 pkt 1-3 – w przypadku złożenia wniosków po 31 grudnia 2026 r. 3) listę stron porozumienia klastra energii tworzących poszczególne obszary bilansowania w klastrze energii. 3. Zmienia się treść art. 184l: Art. 184l. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględnia w rozliczeniach za świadczenie usługi dystrybucji obejmujących okres do dnia 31 grudnia 2029 r., zasady naliczania składników opłat, o których mowa w art. 184j ust. 1 pkt 1 i 2, dla członków klastra energii wchodzących w skład jednego obszaru bilansowania w klastrze energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej. 2. Sprzedawca wskazany, na podstawie danych pomiarowych przekazanych przez operatora	

			systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, dokonuje rozliczenia, o którym mowa w art. 184j ust. 1 pkt 3 i 4, członków klastra energii wchodzących w skład jednego obszaru bilansowania w klastrze energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej. 4. Zmienia się treść art. 184k ust 1: Do dnia 31 grudnia 2026 r., członkowie klastra energii, tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 38ai ust. 1, w przypadku, gdy:… 5. Zmienia się treść art. 184k ust 2: Do dnia 31 grudnia 2029 r., członkowie klastra energii, tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 184l ust. 1, w przypadku gdy:… 6. Zmienia się treść art. 184k ust 4 pkt 1): 1) rocznym zapotrzebowaniu członków klastra energii tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze na energię elektryczną określonym na podstawie danych pomiarowych z roku poprzedzającego rok złożenia tego oświadczenia, a w przypadku braku takich danych o rocznym szacunkowym zapotrzebowaniu na energię;	

			7. Dodaje się do art. 184k. ust. 4 pkt 2) ppkt c): c) listę stron porozumienia klastra energii tworzących poszczególne obszary bilansowania w klastrze energii 8. Zmienia się treść Art. 184l. ust. 1.: Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględnia w rozliczeniach za świadczenie usługi dystrybucji obejmujących okres do dnia 31 grudnia 2029 r., zasady naliczania składników opłat, o których mowa w art. 184j ust. 1 pkt 1 i 2, dla członków klastra energii, wchodzących w skład jednego obszaru bilansowania w klastrze energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej. 9. Zmienia się treść Art. 184l. ust. 2.: Sprzedawca wskazany, na podstawie danych pomiarowych przekazanych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, dokonuje rozliczenia, o którym mowa w art. 184j ust. 1 pkt 3 i 4, członków klastra energii, wchodzących w skład jednego obszaru bilansowania w klastrze energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej.	
617.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184k	Stowarzyszenie na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego	*„Art. 184k. 1. Do dnia 31 grudnia 2026 r., członkowie klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 38ai ust. 1, w przypadku, gdy:*	**Uwaga kierunkowo przyjęta** w zakresie wprowadzenia wskaźnika pojemność magazynów energii członków klastra energii Dokonano zmiany wskaźnika w projektowanej regulacji. Autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne,

	ustawy OZE)		*1) co najmniej 30% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej przez strony porozumienia tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, oraz* *2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW energii elektrycznej i umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz* *3) pojemność magazynów energii członków klastra energii wynosi co najmniej 2% energii odbieranej w skali roku przez odbiorców energii będących uczestnikami klastra.* *2. Do dnia 31 grudnia 2029 r., członkowie klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 184l ust. 1, w przypadku gdy:* *1) co najmniej 50% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej przez członków tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, oraz* *2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW i umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50 % łącznych dostaw do członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz* *3) pojemność magazynów energii członków klastra energii wynosi co najmniej 5% energii odbieranej w skali roku przez odbiorców energii będących uczestnikami klastra.*	dlatego wykazanie określonych korzyści dla sieci elektroenergetycznej i kosztów jej funkcjonowania w wyniku działalności klastrów energii, a także ze względu na korzystanie z systemu wsparcia jest niezbędne. W kontekście ww. trudności, w sytuacji wytarzania energii jedynie z instalacji PV, projektodawca podkreśla, że jednym z celów systemu wsparcia jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii. Do uzyskania zakładanego celu niezbędna jest współpraca różnych źródeł produkcji energii z OZE, w tym w szczególności źródeł stabilnych dla systemu, np. biogazowni, a także wykorzystanie magazynów energii. Regulacja nie ma na celu wspieranie oze jednego rodzaju, ale wspieranie systemu autobilansującego się na poziomie lokalnym. W zakresie sprzedawcy wskazanego, projekt zostanie zmieniony poprzez użycie pojęcia „sprzedawca”.

			3. W celu skorzystania z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j, koordynator klastra energii składa wniosek do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz do sprzedawcy wskazanego. *4. Do wniosków, o których mowa w ust. 3, koordynator klastra energii dołącza oświadczenie o:* *1) rocznym zapotrzebowaniu członków klastra energii na energię elektryczną określonym na podstawie danych pomiarowych z roku poprzedzającego rok złożenia tego oświadczenia, a w przypadku braku takich danych o rocznym szacunkowym zapotrzebowaniu na energię;* *2) spełnieniu warunków określonych w:* *a) ust. 1 pkt 1-3 – w przypadku złożenia wniosków przed dniem 1 stycznia 2027 r.,* *b) ust. 2 pkt 1-3 – w przypadku złożenia wniosków po 31 grudnia 2026 r.* *5. Wraz z wnioskiem do sprzedawcy wskazanego, o którym mowa w ust. 3, koordynator klastra energii składa wniosek o zmianę dotychczasowej lub zawarcie nowej umowy ze wszystkimi członkami klastra energii w celu uwzględnienia zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1.* *6. W przypadku złożenia kompletnego wniosku, o którym mowa w ust. 3 i 5, sprzedawca wskazany zawiera nowe lub zmienia dotychczasowe umowy z członkami klastra energii w terminie 60 dni od dnia złożenia wniosku."* Wnosimy o zmianę treści art. 184k ust. 1 pkt 3) i ust. 2 pkt 3) jak wskazano w kolumnie obok. Poziom 50 % może okazać się trudny do spełnienia, w szczególności przy wytarzaniu energii jedynie z	

			instalacji PV. Dodatkowo, należy wziąć pod uwagę sytuacje nagłe, takie jak awarie czy przerwy w produkcji w biogazowni. Wnosimy zatem o znaczne obniżenie progu 50 %. Wnosimy o wprowadzenie definicji sprzedawcy wskazanego, o którym mowa w art. 184k ust. 6.	
618.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184k ust. 1 pkt 3 oraz Art. 184k ust. 2 pkt 3 ustawy OZE)	Śląski Związek Gmin i Powiatów	**Propozycja:** Wykreślenie zapisów **Uzasadnienie:** Wykreślenie zapisów zawartych w Art. 184k. ust. 1. pkt 3) oraz Art. 184k. ust. 2. pkt 3) spowoduje znaczne zwiększenie liczby klastrów, które będą mogły ubiegać się o wpisanie do rejestru klastrów. Ze względu na wysoki koszt technologii związanej z magazynowaniem energii, dla wielu podmiotów byłoby to nieosiągalne, co jest sprzeczne z ideą rozwoju koncepcji samowystarczalności polskich gmin.	**Uwaga nieprzyjęta** Regulacja warunkuje uzyskanie wsparcia przez klaster energii. Klaster energii otrzyma wsparcie w zamian za zwiększenie autokonsumpcji i samobilansowania na obszarze działalności klastra energii. Ze zdolnością do magazynowania energii ściśle powiązany jest rabat na opłatach dystrybucyjnych. Wymóg magazynowania energii powinien pozostać w projekcie.
619.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184k ust. 1 pkt 1 ustawa OZE)	Fundacja Frank Bold	uchylenie	**Uwaga nieprzyjęta** Proponowany system wsparcia klastrów energii odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii. Jest to wymóg jaki będzie musiał spełnić klaster energii, aby móc skorzystać z systemu wsparcia.
620.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184k ust.	ENEA Operator Sp. z o.o.	Do dnia 31 grudnia 2026 r., członkowie klastra energii, tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 38ai ust. 1, w przypadku, gdy	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są

	1 Ustawa OZE)		Konsekwencja wcześniejszej propozycji zdefiniowania obszaru bilansowania w klastrze.	przyłączone do sieci tego operatora. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra.
621.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184k ust. 1 pkt 1 Ustawa OZE)	DOEKO Group sp. z o. o. SCEO	Projektowany art. 184k wskazuje wymogi, które klaster zarejestrowany w rejestrze klastrów energii prowadzonym przez Prezesa URE musi spełnić by móc skorzystać z mechanizmów wsparcia wprowadzanych przez projektowaną nowelizację. Mechanizm wsparcia działać ma w dwóch etapach. Komentowany zapis dotyczy pierwszego etapu (trwającego do 31 grudnia 2026 r.). Zgodnie z art. 184k ust. 1 pkt 2 projektowanej ustawy łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze energii m.in. musi umożliwiać pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania stron porozumienia klastra energii. Wskazany współczynnik będzie trudny do osiągnięcia zwłaszcza na początkowym etapie funkcjonowania klastra. Proponujemy obniżenie wymaganego poziomu autokonsumpcji do 25%. W przeciwnym wypadku, analiza potencjału instalacji wytwórczych i możliwości zaspokojenia potrzeb energetycznych członków klastra może prowadzić do wniosku, że wymogi to nie są osiągalne, wobec czego przywileje nie zostaną osiągnięte, a efekt w postaci pobudzenia rozwoju klastrów nie nastąpi. <u>Propozycja zmiany</u> Zmiana treści art. 184 ust. 1 pkt 2 ustawy na następującą: *2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW energii elektrycznej i umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 25%*	**Uwaga nieprzyjęta** Autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne, dlatego wykazanie określonych korzyści dla sieci elektroenergetycznej i kosztów jej funkcjonowania w wyniku działalności klastrów energii, a także ze względu na korzystanie z systemu wsparcia jest niezbędne.

			łącznego rocznego zapotrzebowania członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz	
622.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184k ust. 1 pkt 2 Ustawa OZE)	BOLTON Electric sp. z o. o.	Projektowany art. 184k wskazuje wymogi, które klaster zarejestrowany w rejestrze klastrów energii prowadzonym przez Prezesa URE musi spełnić by móc skorzystać z mechanizmów wsparcia wprowadzanych przez projektowaną nowelizację. Mechanizm wsparcia działać ma w dwóch etapach. Komentowany zapis dotyczy pierwszego etapu (trwającego do 31 grudnia 2026 r.). Zgodnie z art. 184k ust. 1 pkt 2 projektowanej ustawy łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze energii m.in. musi umożliwiać pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania stron porozumienia klastra energii. Wskazany współczynnik będzie trudny do osiągnięcia zwłaszcza na początkowym etapie funkcjonowania klastra. Proponujemy obniżenie wymaganego poziomu autokonsumpcji do 25%. W przeciwnym wypadku, analiza potencjału instalacji wytwórczych i możliwości zaspokojenia potrzeb energetycznych członków klastra może prowadzić do wniosku, że wymogi to nie są osiągalne, wobec czego przywileje nie zostaną osiągnięte, a efekt w postaci pobudzenia rozwoju klastrów nie nastąpi. <u>Propozycja zmiany</u> Zmiana treści art. 184 ust. 1 pkt 2 ustawy na następującą: *2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW energii elektrycznej i umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 25%*	**Uwaga nieprzyjęta** Autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne, dlatego wykazanie określonych korzyści dla sieci elektroenergetycznej i kosztów jej funkcjonowania w wyniku działalności klastrów energii, a także ze względu na korzystanie z systemu wsparcia jest niezbędne.

			łącznego rocznego zapotrzebowania członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz	
623.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184k ust. 1 pkt 2 Ustawa OZE)	Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii	Usunięcie zapisu ograniczającego łączną moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii do poziomu nie przekraczającego 100 MW. Proponowany zapis: 2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz Ustalanie górnego limitu łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych należących do członków klastra energii uniemożliwia budowanie bezpieczeństwa energetycznego dla przemysłu energochłonnego w oparciu o lokalne, rozproszone źródła wytwórcze. W obliczu elektryfikacji przemysłu i konieczności jego dekarbonizacji jest to działanie utrudniające utrzymanie ich konkurencyjności na rynkach zagranicznych.	**Uwaga nieprzyjęta** Celem projektodawcy nie jest skierowanie wsparcia dla przemysłu energochłonnego lecz wsparcie inicjatyw lokalnych które organizują się, aby dla dobra członków swej społeczności wytwarzać, dystrybuować i magazynować energię elektryczną na własne potrzeby.
624.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184k ust. 1 pkt 3 oraz art. 184k ust. 2 ustawy OZE)	ENEA Operator Sp. z o.o.	Do dnia 31 grudnia 2029 r., członkowie klastra energii, tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 184l ust. 1, w przypadku gdy Konsekwencja wcześniejszej propozycji zdefiniowania obszaru bilansowania w klastrze.	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe

				uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra.
625.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184k ust. 1-4 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A.	Art. 184k. 1. Do dnia 31 grudnia 2026 r., członkowie klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 38ai ust. 1, w przypadku, gdy: 1) co najmniej 30% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej przez strony porozumienia tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, oraz 2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW energii elektrycznej i umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz 3) zdolność magazynowania energii członków klastra energii wynosi co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. 2. Do dnia 31 grudnia 2029 r., członkowie klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 184l ust. 1, w przypadku gdy: 1) co najmniej 50% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej przez członków tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, oraz	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra.

			2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW i umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw do członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz 3) zdolność magazynowania energii członków klastra energii wynosi co najmniej 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. 3. W celu skorzystania z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j, koordynator klastra energii składa wniosek do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz do sprzedawcy wskazanego. 4. Do wniosków, o których mowa w ust. 3, koordynator klastra energii dołącza oświadczenie o: 1) rocznym zapotrzebowaniu członków klastra energii tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze na energię elektryczną określonym na podstawie danych pomiarowych z roku poprzedzającego rok złożenia tego oświadczenia, a w przypadku braku takich danych o rocznym szacunkowym zapotrzebowaniu na energię; 2) spełnieniu warunków określonych w: a) ust. 1 pkt 1-3 – w przypadku złożenia wniosków przed dniem 1 stycznia 2027 r., b) ust. 2 pkt 1-3 – w przypadku złożenia wniosków po 31 grudnia 2026 r. 3) listę stron porozumienia klastra energii tworzących poszczególne obszary bilansowania w klastrze energii Uzasadnienie:	

			Proponujemy doprecyzowanie przepisów będące konsekwencją propozycji wprowadzenia tzw. obszarów bilansowania w klastrze.	
626.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184k ust. 2 pkt 1	Fundacja Frank Bold	uchylenie	**Uwaga nieprzyjęta** Proponowany system wsparcia klastrów energii odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii. Jest to wymóg, jaki będzie musiał spełnić klaster energii, aby móc skorzystać z systemu wsparcia.
627.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184k ust. 2 pkt 2 ustawy OZE	BOLTON Electric sp. z o. o.	Z kolei w zakresie art. 184k ust. 2 pkt 2 dotyczy warunków wsparcia w drugim etapie funkcjonowania tych mechanizmów. Do 31 grudnia 2029 r. wymogi zostaną zwiększone. W tym okresie instalacje wytwórcze umożliwić mają pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw do członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej. Wskazany współczynnik jest w naszej ocenie zbyt wygórowany i może zadziałać zniechęcająco w stosunku do potencjalnych członków klastra. Nie zostanie osiągnięty cel rozwoju klastrów. Proponujemy obniżenie tego współczynnika do 40%. <u>Propozycja zmiany</u> Zmiana treści art. 184 ust. 2 pkt. 2 ustawy na następującą: <u>2</u>*) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW i umożliwia pokrycie w ciągu*	**Uwaga nieprzyjęta** Autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne, dlatego wykazanie określonych korzyści dla sieci elektroenergetycznej i kosztów jej funkcjonowania w wyniku działalności klastrów energii, a także ze względu na korzystanie z systemu wsparcia jest niezbędne.

			każdej godziny nie mniej niż 40% łącznych dostaw do członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz	
628.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184k ust. 2 pkt 2 ustawy OZE	DOEKO Group sp. z o. o. SCEO	Z kolei w zakresie art. 184k ust. 2 pkt 2 dotyczy warunków wsparcia w drugim etapie funkcjonowania tych mechanizmów. Do 31 grudnia 2029 r. wymogi zostaną zwiększone. W tym okresie instalacje wytwórcze umożliwić mają pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw do członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej. Wskazany współczynnik jest w naszej ocenie zbyt wygórowany i może zadziałać zniechęcająco w stosunku do potencjalnych członków klastra. Nie zostanie osiągnięty cel rozwoju klastrów. Proponujemy obniżenie tego współczynnika do 40%. <u>Propozycja zmiany</u> Zmiana treści art. 184 ust. 2 pkt. 2 ustawy na następującą: <u>2</u>*) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW i umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 40% łącznych dostaw do członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz*	**Uwaga nieprzyjęta** Autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne, dlatego wykazanie określonych korzyści dla sieci elektroenergetycznej i kosztów jej funkcjonowania w wyniku działalności klastrów energii, a także ze względu na korzystanie z systemu wsparcia jest niezbędne.
629.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184k ust.	Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i	*„2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW i umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw do członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej,”* (str. 80)	**Uwaga nieprzyjęta** Projektodawca podkreśla, że jednym z celów systemu wsparcia jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze

	2 pkt 2 ustawy OZE	Telekomunikacji	Doprecyzowania wymaga zapis „umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw" ponieważ w praktyce nie jest możliwe spełnienie tego wymagania mając OZE w postaci np. fotowoltaiki, która nie produkuje energii w godzinach nocnych i prawie nie produkuje jej zimą. W aktualnej formie oparte jest ono na całkowicie błędnym technicznie i ekonomicznie wymaganiu, by klaster w swej strukturze i funkcjonalności zastępował funkcje, jakie powinna pełnić sieć elektroenergetyczna.	przez członków klastra energii. Do uzyskania zakładanego celu niezbędna jest współpraca różnych źródeł produkcji energii z OZE, w tym w szczególności źródeł stabilnych dla systemu, np. biogazowni, a także wykorzystanie magazynów energii.
630.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184k ust. 2 pkt 2 ustawy OZE)	Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii	Usunięcie zapisu ograniczającego łączną moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii do poziomu nie przekraczającego 100 MW. Proponowany zapis: 2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw do członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz Ustalanie górnego limitu łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych należących do członków klastra energii uniemożliwia budowanie bezpieczeństwa energetycznego dla przemysłu energochłonnego w oparciu o lokalne, rozproszone źródła wytwórcze. W obliczu elektryfikacji przemysłu i konieczności jego dekarbonizacji jest to działanie utrudniające utrzymanie ich konkurencyjności na rynkach zagranicznych.	**Uwaga nieprzyjęta** Celem projektodawcy nie jest skierowanie wsparcia dla przemysłu energochłonnego lecz wsparcie inicjatyw lokalnych które organizują się, aby dla dobra członków swej społeczności wytwarzać, dystrybuować i magazynować energię elektryczną na własne potrzeby. Celem działania klastra jest zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego. Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra. Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii.

631.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184k ust. 4 pkt 1 ustawy OZE)	ENEA Operator Sp. z o.o.	1) rocznym zapotrzebowaniu członków klastra energii tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze na energię elektryczną określonym na podstawie danych pomiarowych z roku poprzedzającego rok złożenia tego oświadczenia, a w przypadku braku takich danych o rocznym szacunkowym zapotrzebowaniu na energię; Konsekwencja wcześniejszej propozycji zdefiniowania obszaru bilansowania w klastrze.	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra.
632.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184k ust. 4 pkt 2 lit. c ustawy OZE)	ENEA Operator Sp. z o.o.	c) listę stron porozumienia klastra energii tworzących poszczególne obszary bilansowania w klastrze energii Konsekwencja wcześniejszej propozycji zdefiniowania obszaru bilansowania w klastrze.	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra.
633.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184j ust. 1 pkt 4 ustawy OZE)	Śląski Związek Gmin i Powiatów	**Propozycja:** Propozycja zmiany: 4) uznaje się, że jest ona zużyciem energii elektrycznej wyprodukowanej przez dany podmiot w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym i z tego tytułu podlega zwolnieniu od podatku akcyzowego pod warunkiem, że łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii wytwórców energii	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z projektowanym art. 184j ust. 1 pkt 4 ustawy o oze, uznaje się, że zużycie energii OZE wytworzonej w klastrze przez członka klastra stanowi zużycie energii elektrycznej wyprodukowanej przez dany podmiot w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym i z tego tytułu podlega zwolnieniu od podatku akcyzowego pod warunkiem, że łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii wytwórców energii elektrycznej rejestrowanego klastra energii nie przekracza 1 MW. Projektowany przepis stanowi konsekwencję

			elektrycznej rejestrowanego klastra energii nie przekracza 100 MW. **Uzasadnienie:** Wprowadzenie ograniczenia do 1 MW dla źródeł energii wytwórców energii elektrycznej rejestrowanego klastra energii, spowoduje znaczne zmniejszenie ilości podmiotów mogących korzystać ze zwolnienia z opłaty akcyzowej	art. 16 ust. 7a pkt 1 ustawy akcyzowej. W ocenie Projektodawcy, rozwiązanie to jest zgodne zarówno z przepisami Dyrektywy 2003/96/WE, jak również z unijnymi regulacjami dotyczącymi pomocy publicznej.
634.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184k ust. 5 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A., PTPIREE	W naszej opinii przepis nie jest zrozumiały i nie wynika z niego jasno o jaką umowę chodzi. Dotychczasowe umowy mogą być różnego rodzaju i z różnymi podmiotami (różni sprzedawcy, ewentualnie również OSD). Proponujemy doprecyzowanie/wyjaśnienie czy przepis ten oznacza jednego sprzedawcę dla wszystkich stron porozumienia klastra PTPIREE: Przepis nie jest zrozumiały. O jaką umowę chodzi? Dotychczasowe umowy mogą być różnego rodzaju i z różnymi podmiotami (różni sprzedawcy, ewentualnie również OSD). Prosimy o doprecyzowanie/wyjaśnienie czy przepis ten oznacza jednego sprzedawcę dla wszystkich stron porozumienia klastra. Dodatkowo pojawia się również pytanie, czy taka zmiana umowy jest w tym przypadku wymagana i konieczna – wydaje się, że ciągłe zmiany umów dla członków klastra nie są rozwiązaniem oczekiwanym.	**Uwaga przyjęta** Projektodawca wyjaśnia, że chodzi o sprzedawcę wybranego przez koordynatora klastra. Jest to jeden sprzedawca dla wszystkich członków porozumienia klastra energii. Ewentualna zmiana sprzedawcy jest niezbędna w celu rozliczenia wsparcia dla członków klastra energii.
635.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184k ust.	ENEA Operator Sp. z o.o.	Wraz z wnioskiem do wybranego sprzedawcy **wskazanego**, o którym mowa w ust. 3, koordynator klastra energii składa wniosek o zmianę dotychczasowej lub zawarcie nowej umowy ze wszystkimi członkami klastra energii w celu uwzględnienia zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1.	**Uwaga przyjęta** Sprzedawca wskazany został zastąpiony terminem sprzedawca . Stosowne zapisy zostały wprowadzone w regulacji. Projektodawca wyjaśnia, że chodzi o sprzedawcę wybranego przez koordynatora klastra. Jest to jeden sprzedawca dla wszystkich członków porozumienia klastra energii.

	5 ustawy OZE)		Prosimy o doprecyzowanie/wyjaśnienie czy przepis ten oznacza jednego sprzedawcę dla wszystkich stron porozumienia klastra. Proponujemy stosować pojęcia zgodne z ustawą Prawo Energetyczne „Wybrany sprzedawca". (uzasadnienie zgodne z pkt 6.)	Ewentualna zmiana sprzedawcy jest niezbędna w celu rozliczenia wsparcia dla członków klastra energii.
636.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184l ust. 1 ustawy OZE)	ENEA Operator Sp. z o.o.	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględnia w rozliczeniach za świadczenie usługi dystrybucji obejmujących okres do dnia 31 grudnia 2029 r., zasady naliczania składników opłat, o których mowa w art. 184j ust. 1 pkt 1 i 2, dla członków klastra energii, wchodzących w skład jednego obszaru bilansowania w klastrze energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej. Konsekwencja wcześniejszej propozycji zdefiniowania obszaru bilansowania w klastrze.	Uwaga dot. dodania do art. 2 pkt. 19d „obszaru bilansowania w klastrze energii" (pkt 19d) nieprzyjęta. Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra.
637.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184l ust. 2 ustawy OZE)	ENEA Operator Sp. z o.o.	Wybrany Sprzedawca ~~**wskazany**~~, na podstawie danych pomiarowych przekazanych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, dokonuje rozliczenia, o którym mowa w art. 184j ust. 1 pkt 3 i 4, członków klastra energii, wchodzących w skład jednego obszaru bilansowania w klastrze energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej. Konsekwencja wcześniejszej propozycji zdefiniowania obszaru bilansowania w klastrze. Proponujemy stosować pojęcia zgodne z ustawą Prawo Energetyczne „Wybrany sprzedawca". (uzasadnienie zgodne z pkt 6.)	**Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie zmiany sprzedawcy wskazanego W regulacji stosuje się pojęcie sprzedawcy. Stosowne zapisy zostały wprowadzone w regulacji. **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie ropozycji dodania do art. 2 pkt. 19d „obszaru bilansowania w klastrze energii" (pkt 19d). Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe

				uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra. Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii.
638.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184l ust. 1 i 2 ustawy OZE)	Tauron Polska Energia S.A	Art. 184l. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględnia w rozliczeniach za świadczenie usługi dystrybucji obejmujących okres do dnia 31 grudnia 2029 r., zasady naliczania składników opłat, o których mowa w art. 184j ust. 1 pkt 1 i 2, dla członków klastra energii wchodzących w skład jednego obszaru bilansowania w klastrze energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej. 2. Sprzedawca wskazany, na podstawie danych pomiarowych przekazanych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, dokonuje rozliczenia, o którym mowa w art. 184j ust. 1 pkt 3 i 4, członków klastra energii wchodzących w skład jednego obszaru bilansowania w klastrze energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej. Uzasadnienie: Proponujemy doprecyzowanie przepisów będące konsekwencją propozycji wprowadzenia tzw. obszarów bilansowania w klastrze.	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra.
639.	Art. 1 pkt 95 projektu ustawy	NCBR	**Propozycja:** Ze względu na postęp technologiczny powinno się skrócić czas do ewaluacji. 95) w art. 217 ust. 1 otrzymuje brzmienie:	**Uwaga nieprzyjęta**

	(art. 217 ust. 1 ustawa OZE)		„Art. 217. 1. Rada Ministrów dokonuje przeglądu funkcjonowania mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz wytwarzanie biogazu rolniczego w instalacjach odnawialnego źródła energii po wejściu w życie niniejszej ustawy i przedkłada Sejmowi informację o skutkach obowiązywania mechanizmów i instrumentów nie rzadziej niż raz na 3 lat.”. **Uzasadnienie:** Obecnie zmiany technologii i rynku są tak szybkie, że ewaluację powinno przeprowadzać się szybciej, aby można było elastycznie reagować i prowadzać najlepiej dopasowane instrumenty.	Podkreśla się, iż ustawa OZE zakłada lub odwołuje się do wielu sprawozdań, które są objęte nawet rocznym okresem sprawozdawczym (patrz. m.in. sprawozdania prezesa URE). Zgodnie z powyższym procedowanie sprawozdania zawierającego wnioski z maksymalnie 5 letniego okresu również ma istotne walory poznawcze i pozwala na ocenę działań w dłuższej perspektywie, niezależnie od chwilowych trendów czy wahań rynkowych.
Ustawa o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej				
640.	Art. 2 pkt 1 projektu ustawy (Art. 23 ustawy o obszarach morskich)	PSEW	*5b. Pozwolenie, o którym mowa w ust. 1, dotyczące morskiej farmy wiatrowej, o której ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych jest wydawane wyłącznie w przypadku uzyskania przez wnioskodawcę wstępnych warunków przyłączenia, o których mowa w art. 49 ust. 1 tej ustawy, albo warunków przyłączenia albo umowy lub umów o przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej dla morskiej farmy wiatrowej, z której wyprowadzana będzie moc za pomocą zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów.* *Uzasadnienie:* Prosimy o wyjaśnienie, czy jest możliwa sytuacja, w której pozwolenie na wznoszenie sztucznych wysp wymagane będzie w stosunku do części zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Jeśli nie,	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja poza zakresem regulacji

			przepis powinien zostać zmodyfikowany w taki sposób, aby obejmował swoim zakresem wyłącznie pozwolenia/uzgodnienia, o których mowa w art. 26 i 27 uOM.	
641.	Zmiana art. 23 ust. 6g (Ustawa o obszarach morskich)	PGE	6g. **Organ, który wydał pozwolenie, może przedłużyć jego ważność na okres do 20 lat w przypadku, gdy**: 1) sztuczne wyspy, konstrukcje i urządzenia zostały wzniesione oraz były wykorzystywane zgodnie z wymaganiami określonymi w pozwoleniu, o którym mowa w ust. 1 lub **2) pozwolenie dotyczy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, a podmiot, któremu udzielono pozwolenia uzyskał prawo do pokrycia ujemnego salda na podstawie rozdziału 3 albo 4 tej ustawy.** Przedłużenie ważności następuje w drodze decyzji, na wniosek podmiotu, któremu udzielono pozwolenia, złożony nie później niż 120 dni przed upływem terminu określonego w ust. 6, **z uwzględnieniem art. 84a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. z 2021 r. poz. 234, 784, 1093 i 1642).** Przepisy ust. 2-5, art. 27a i art. 27b ust. 1 stosuje się odpowiednio, **z zastrzeżeniem postanowień ust. 6h**. Przepisów art. 27c-27p nie stosuje się.” Proponujemy dodanie ust. 6h:	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja poza zakresem regulacji

			6h. Jeżeli przedłużenie ważności pozwolenia, o którym mowa w ust. 1 następuje w trybie, o którym mowa w ust. 6g pkt 2 i dotyczy wyłącznie umożliwienia dalszej eksploatacji morskiej farmy wiatrowej: **1) w przypadku przedłużenia na okres do 5 lat, art. 27b ust. 1 nie stosuje się;** **2) w przypadku przedłużenia na okres powyżej 5 lat, a przedłużenie dotyczy istniejącej morskiej farmy wiatrowej, art. 27b ust. 1 stosuje się odpowiednio, z tym zastrzeżeniem, iż opłatę oblicza się w oparciu o 0,5% wartości przedsięwzięcia w proporcji do okresu wydłużenia ponad okres 5 lat.** **Uzasadnienie:** Należy mieć świadomość, iż przy obecnym stanie technologii szacowana „żywotność" morskiej farmy wiatrowej może przekraczać nawet 30 lat. Biorąc pod uwagę koszty budowy morskiej farmy wiatrowej oraz potrzeby energetyczne polskiej gospodarki konieczność demontażu MFW tuż po upływie okresu wsparcia byłoby rozwiązaniem wysoce niepożądanym. Z drugiej strony, nakładanie na wytwórcy obowiązku uiszczenia opłaty, o której mowa w art. 27b. ust. 1 ustawy o obszarach morskich w przypadku wydłużenia okresu obowiązywania PSZW np. o 5 lat, czyniłoby to przedłużenie ekonomicznie nieopłacalnym. Z tego względu proponujemy, aby w przypadku przedłużenia okresu obowiązywania PSZW dla MFW do 5 lat, opłata nie była należna. Jednocześnie w odniesieniu do okresów dłuższych niż 5 lat byłaby obliczana proporcjonalnie do okresu wydłużenia ponad okres 5 lat w oparciu o 0,5% wartości przedsięwzięcia. Wymaga podkreślenia, iż propozycja ta odnosi	

			się wyłącznie do sytuacji wydłużenia okresu obowiązywania PSZW w celu dokończenia eksploatacji istniejącej morskiej farmy wiatrowej. Nie dotyczy ona tzw. repoweringu (czyli zastąpienia jednej instalacji nową), w którym to przypadku znajdowałyby zastosowanie zasady ogólne (tj. obowiązek uiszczenia pełnej opłaty). Zaproponowana zmiana brzmienia art. 23 ust. 6g ma na celu umożliwienie wystąpienia o wydłużenie pozwolenia dla MFW po tym, jak otrzymają one wsparcie operacyjne (prawo do ujemnego salda). Zmiana ta ma na celu ułatwienie pozyskiwania finansowania zewnętrznego inwestycji, ponieważ czas pozwolenia będzie dostosowany do żywotności turbin (30 lat).	
642.	Zmiana art. 27 t (Ustawa o obszarach morskich)	PGE	Art. 27t. Podmiot, któremu udzielono pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1, art. 26 ust. 1 lub uzgodnienia, o którym mowa w art. 27 ust. 1, przed rozpoczęciem użytkowania przedsięwzięcia lub **jego etapu, przekazuje Państwowej Morskiej Służbie Hydrograficznej oraz dyrektorowi urzędu morskiego**, właściwemu dla miejsca położenia przedsięwzięcia: 1) dokumentację geodezyjną, **zawierającą wyniki przeprowadzonych prac, w tym współrzędne geocentryczne geodezyjne wszystkich obiektów podlegających inwentaryzacji zlokalizowanych w granicach przedsięwzięcia, naniesione na mapę obszarów morskich pozyskaną od Państwowej Morskiej Służby Hydrograficznej** oraz informację o zgodności usytuowania obiektu budowlanego z projektem zagospodarowania działki lub terenu lub odstępstwach od tego projektu sporządzone przez osobę posiadającą odpowiednie uprawnienia zawodowe w dziedzinie geodezji i kartografii;	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja poza zakresem regulacji

			2) w przypadku braku obowiązku sporządzania dokumentacji geodezyjnej dla przedsięwzięcia: **współrzędne geocentryczne geodezyjne wszystkich obiektów podlegających inwentaryzacji zlokalizowanych w granicach przedsięwzięcia, naniesione na mapę obszarów morskich pozyskaną od Państwowej Morskiej Służby Hydrograficznej**_oraz wyniki pomiarów umożliwiające lokalizację każdego elementu przedsięwzięcia za pomocą współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych. Uzasadnienie: W art. 92 pkt 8 ustawy MFW dodany został art. 27t do ustawy o obszarach morskich, na podstawie którego inwestor w przypadku każdego przedsięwzięcia będzie przekazywał dokumentację powykonawczą dyrektorowi urzędu morskiego. Jak rozumiemy, przepis miał na celu umożliwienie administracji morskiej sprawnej weryfikacji prawidłowości realizacji przedsięwzięcia pod kątem uzyskanych pozwoleń i ewentualnych odstępstw od nich. Jednocześnie z zebranych przez inwestorów informacji wynika, że żadna ze służb geodezyjnych jak i krajowych nie posiada w zasobach i nie prowadzi w ramach swoich zadań map zasadniczych i ewidencyjnych dla obszarów morskich, w szczególności dla wyłącznej strefy ekonomicznej. W odniesieniu do obszarów morskich nie jest także prowadzona państwowa osnowa geodezyjna. Tym samym, nie jest możliwe pozyskanie map do celów projektowych i przyjęcia do państwowego zasobu geodezyjnego i kartograficznego zbiorów danych lub dokumentów z geodezyjnej inwentaryzacji powykonawczej MFW. Przepis w obecnie	

			obowiązującym brzmieniu będzie zatem niewykonalny. Jedyną obecnie służbą państwową, która w rzeczywistości prowadzi zasób mapowy i wykonuje zadania z zakresu geodezji i kartografii na obszarach morskich, jest Państwowa Morska Służba Hydrograficzna, o której mowa w ustawie o obszarach morskich.	
643.	Zmiana art. 37i ust. 1 (Ustawa o obszarach morskich)	PGE	Art. 37i ust. 1 Plan podlega okresowej ocenie **pod kątem potrzeby jego aktualizacji, w szczególności na wniosek podmiotu zamierzającego wytwarzać energię elektryczną w morskiej farmie wiatrowej, nie rzadziej jednak niż raz na 5 lat.** Proponujemy też wprowadzenie przepisów przejściowych, określających, kiedy powinna nastąpić pierwsza ocena: **Art. XX Pierwszej oceny, o której mowa w art. 37i ustawy zmienianej w art. 2 niniejszej ustawy, dokonuje się nie później niż 31 grudnia 2024 r.** **Uzasadnienie:** Obowiązująca obecnie zasada aktualizacji planów zagospodarowania obszarów morskich co 10 lat wydaje się być niewystarczająca w kontekście potrzeb gospodarczych Polski oraz gwałtownie zmieniającego się otoczenia technologicznego. Z tego względu postulujemy wprowadzenie zasady aktualizacji co 5 lat. Jednocześnie, mając na uwadze obecną dynamikę zmian w odniesieniu do polskich obszarów morskich i istotne zainteresowanie budową morskich farm wiatrowych na Bałtyku, postulujemy, aby pierwsza aktualizacja miała miejsce po upływie 2 lat od dnia wejścia w życie zmian do ustawy o obszarach morskich.	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja poza zakresem regulacji

644.	Dodanie art. 66a ust. 1a (Ustawa o obszarach morskich)	PGE	Proponujemy dodanie ust. 1a w art. 66a **1a. Dla pozwoleń na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, o których mowa w art. 26 ust. 1 oraz uzgodnień, o których mowa w art. 27 ust. 1, dotyczących przedsięwzięcia, dla którego przed dniem 1 czerwca 2019 r. wydano pozwolenie na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń, o którym mowa w art. 23 ust. 1, nie stosuje się art. 26 ust. 6.** **Uzasadnienie:** Niniejsza propozycja stanowi konsekwencję regulacji wyłączających stosowanie art. 23 ust. 6 ustawy o obszarach morskich w odniesieniu do PSzW wydanych przed 1 czerwca 2019 r. Pominięcie analogicznych rozwiązań dotyczących pozwoleń na lokalizację kabli podmorskich wydaje się być przeoczeniem i będzie prowadziło do rozbieżności w otoczeniu regulacyjnym oraz skutkowało trudnościami w prowadzeniu procesu inwestycyjnego.	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja poza zakresem regulacji
Prawo budowlane				
645.	Art. 3 projektu ustawy (Art. 29 ust. 4 pkt 3 lit. c ustawy Prawo budowlane)	PIPC	Nowelizacja wprowadza warte odnotowania pozytywne zmiany w zakresie uproszczenia procesu inwestycyjnego dla OZE o mocy do 150 kW (projektowana zmiana art. 29 ust. 4 pkt 3 lit. c. ustawy - prawo budowlane). Zgodnie z treścią przepisu nie będzie wymagało pozwolenia na budowę i zgłoszenia instalowanie kolektorów słonecznych, pomp ciepła, paneli fotowoltaicznych o mocy do 150kW (obecnie 50kW). W kontekście powyższej zmiany w prawie budowlanym, a także mając na uwadze podane w	**Uwaga nieprzyjęta** Podkreśla się, iż w zakresie energetyki wiatrowej na lądzie jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.

			uzasadnieniu do projektu (s.1) założenie, zgodnie z którym projektowana ustawa odpowiadać ma w szczególności za implementację do polskiego porządku prawnego dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. UE L 328 z 21.12.2018 r., str. 82—209, tzw. dyrektywa „RED II"), postulujemy dalsze uproszczenia procedur administracyjnych dla inwestycji w OZE, zgodnie z uwagami przedstawionymi poniżej w punktach 9-13. Na podstawie §3 pkt 54 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, w zw. z art. 59 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, instalacje fotowoltaiczne, o powierzchni zabudowy powyżej 0,5ha, wymagają przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, a tym samym uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. **Rekomendujemy podniesienie powyższego progu.** Jednocześnie zastrzegamy, że zaproponowane rozwiązanie powinno obejmować utrzymanie narzędzi weryfikacji przez właściwe organy konieczności przeprowadzenia postępowania w przedmiocie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach i ewentualnie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, nawet w przypadku nieprzekraczania zrewidowanych progów.	Zgodnie z art. 16 ust. 6 Dyrektywy RED II państwa członkowskie ułatwiają rozbudowę źródła energii w istniejących elektrowniach wykorzystujących energię odnawialną, jednak procedura wydawania zezwoleń może być wydłużona w przypadku potencjalnego uszczerbku dla obowiązków wypływających z mającego zastosowanie prawa Unii w dziedzinie środowiska oraz dla odwołań sądowych, środków zaskarżenia i innych postępowań przed sądem lub trybunałem oraz alternatywnych mechanizmów rozstrzygania sporów, w tym postępowań skargowych, pozasądowych odwołań i środków zaskarżenia. Zgodnie z ust. 7 terminy te mogą być przedłużone na okres trwania takich procedur. W odniesieniu do procedur środowiskowych – uwagi nieprzyjęte. Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw nie przewiduje zmiany ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. Zgłoszone uwagi do ww. ustawy oraz Rozporządzenia Rady Ministrów wydanego na jej podstawie zasługują na dalsze analizy i dyskusje. Obecnie odrębnie procedowana jest nowelizacja tej ustawy i została już skierowana do konsultacji społecznych, dlatego wszelkie uwagi powinny zostać zgłoszone w tamtym projekcie (numer w Wykazie RM - UD375).

			Rekomendujemy rozważenie podniesienia progu powierzchni zabudowy na potrzeby kwalifikacji projektu jako przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, a tym samym podlegających obowiązkowi przeprowadzenia postępowania o przedmiocie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (§ 3 ust., pkt 54 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, Dz.U. 2019 poz. 1839) **– z aktualnie obowiązujących wielkości, tj.: nie mniej, niż 0,5 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz nie mniej niż 1 ha na pozostałych obszarach, do wielkości: 1 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz nie mniej niż 2 ha na pozostałych obszarach.** W przypadku zakwalifikowania instalacji odnawialnego źródła energii do kategorii przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko – ocena oddziaływania na środowisko nie jest obowiązkowa, a rozstrzyga o tym w drodze postanowienia organ wydający decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, którym w większości przypadków będzie wójt, burmistrz albo prezydent miasta. Konsultuje on rozstrzygnięcie z Regionalną Dyrekcją Ochrony Środowiska (RDOŚ) oraz Powiatowym Państwowym Inspektorem Sanitarnym. **W praktyce proces wymiany informacji i udzielania konsultacji pomiędzy organami jest nadmiernie czasochłonny.** W kontekście badania konieczności przeprowadzania oceny oddziaływania na	

			środowisko w stosunku do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko **postulujemy opracowanie i zawarcie w ustawie OOŚ rozwiązań i kryteriów prawnych zmierzających do szerszego wykorzystania Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia dla projektów odnawialnych źródeł energii.** Spowoduje to prostsze i szybsze wypełnienie elementu raportowania w zakresie wymogów środowiskowych. **Proponujemy dodanie do art. 64 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko** (ustawa OOŚ, Dz.U. 2008 Nr 199 poz. 1227) **przepisów precyzyjnie ograniczających czas udzielania opinii na potrzeby wydawania postanowienia o obowiązku, lub jego braku w zakresie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko według przedstawionej powyżej sekwencji administracyjnej. Ponadto, samo badanie konieczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko (art. 63 ustawy OOŚ) powinien również zostać ujęty w jasne, możliwie skrócone ramy czasowe.** **Postulujemy opracowanie i zawarcie w ustawie OOŚ rozwiązań i kryteriów prawnych zmierzających do szerszego wykorzystania Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia dla projektów odnawialnych źródeł energii.** Proponujemy poszerzenie projektu o rozwiązania dotyczące preferencyjnych warunków lokowania	

			instalacji OZE na terenach przemysłowych i górniczych. Ustawa odległościowa (ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych z dnia 20 maja 2016 r., Dz. U. z 2021 r. poz. 724) przewiduje w art. 4 ust. 3 przypadki, w których nie jest wymagane zachowanie określonej przepisami odległości. Zawarcie w ustawie przepisu zawierającego jednoznaczne wyłączenie spod zakresu regulacji ustawy inwestycji w zakresie elektrowni wiatrowych realizowanych na obszarach, na których zlokalizowany jest przemysł, niosłoby za sobą szereg korzyści, zarówno w postaci minimalizacji nakładów koniecznych na realizację inwestycji infrastrukturalnych, jak i przyczyniłoby się do działań mających na celu spełnienie przez Polskę celów redukcyjnych. Pozwoliłoby to na eliminację rozwiązania hamującego rozwój odnawialnych źródeł energii niedostosowanego do realiów miejscowych. Konsekwencją wprowadzenia takiego wyłączenia, powinno być brak obowiązku umieszczania i konsultowania w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego elektrowni wiatrowych, które mają być zlokalizowane na terenach górniczych oraz terenach przemysłowych, według kryterium ewidencyjnego. Alternatywnie, rozważyć można wprowadzenie procedury uzgodnienia lokalizacji inwestycji przez inwestora (tereny górnicze oraz tereny przemysłowe) z właściwym organem administracji i warunkować uzyskanie pozwolenia na budowę wyrażeniem zgody przez ten organ.	

			Proponuje się dodanie do katalogu wyłączeń z zakresu stosowania wymogów lokalizacyjnych wyjątków odnoszących się do budowy elektrowni wiatrowych zlokalizowanych na terenach służących bezpośrednio do wykonywania działalności regulowanej ustawą z dnia 9 czerwca 2011 r. - Prawo geologiczne i górnicze (tereny górnicze) oraz terenach przemysłowych w rozumieniu Rozporządzenia Ministra Rozwoju Regionalnego i Budownictwa z dnia 29 marca 2001 r. w sprawie ewidencji gruntów i budynków. Dodatkowo, postulujemy rozważenie zobowiązania rad gmin do obligatoryjnego zawierania w ramach miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego dedykowanych segmentów poświęconych preferencyjnego lokalizowania inwestycji odnawialnych źródeł energii. Innym zagadnieniem stojącym na przeszkodzie realizacji inwestycji w elektrownie wiatrowe są przepisy dotyczące zagospodarowania przestrzennego i prawa budowlanego w odniesieniu do **masztów pomiarowych.** Postanowienia miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (ew. warunków zabudowy i zagospodarowania terenu) uniemożliwiają w wielu przypadkach postawienie masztów służących do pomiarów wietrzności, koniecznych do zbadania warunków panujących w miejscu planowanej budowy elektrowni wiatrowej. **Czyni to niemożliwą ocenę opłacalności ekonomicznej inwestycji, a tym samym utrudnia pozyskanie dofinansowania i w praktyce niweczy możliwość realizacji**	

			budowy nowych źródeł. **Nie ma to żadnego uzasadnienia**. Drugim istotnym aspektem, przemawiającym za brakiem konieczności weryfikowania zgodności posadowienia masztu z treścią aktów regulujących zagospodarowanie przestrzenne, jest tymczasowość prowadzenia pomiarów i wynikający stąd ograniczony czas, na jaki lokalizowany jest maszt pomiarowy. Warto dodać, że stawiane tymczasowo maszty nie są inwestycjami o znaczącym oddziaływaniu na środowisko – nie powodują migotania, nie oddziałują akustycznie oraz nie mają łopat mogących wywołać kolizję z ptakami. Obowiązek zbadania zgodności zamierzenia budowlanego z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego lub warunkami zabudowy i zagospodarowania terenu wynika z art. 35 ust. 1 ustawy - Prawo budowlane. Dodanie wyłączenia stanowiącego, że wymaganie, o którym mowa w tym przepisie nie ma zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności pozwoliłoby wyeliminować znaczące utrudnienie stojące przed inwestorami planującymi inwestycje przewidzianą na potrzeby zasilania własnego zakładu przemysłowego. **Wymaganie określone w ustawie - Prawo budowlane** (badanie zgodności projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego z ustaleniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i innymi aktami prawa miejscowego albo decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu w przypadku braku miejscowego planu przed wydaniem decyzji o	

			pozwoleniu na budowę lub odrębnej decyzji o zatwierdzeniu projektu budowlanego) **nie powinno mieć zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności** (maszty pomiarowe mają z natury charakter tymczasowy i nie są uciążliwe dla sąsiedztwa). Wskazujemy na konieczność podjęcia kroków prawodawczych, związanych ze skróceniem terminów uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Proponujemy w tym obszarze rozdzielenie procedury uzyskiwania decyzji środowiskowej od rozstrzygnięć planistycznych (równoległe procedowanie komponentów sekwencji administracyjnej dla projektów odnawialnych źródeł energii). Wymagane są także zmiany proceduralne, ukierunkowane na uelastycznienie, poprzez zmianę progów liczbowych, obligatoryjności wymogów środowiskowych w odniesieniu do instalacji produkujących energię ze źródeł odnawialnych, bez uszczerbku dla instrumentów proceduralnych wynikających z zobowiązań prawa Unii Europejskiej.	
Prawo Energetyczne				
646.	Art. 4 pkt 1 projektu ustawy (Art. 3 ustawy Prawo	PIPC	Dotychczasową literę b) i c) oznacza się odpowiednio literą c) i d) i wprowadza się nowa treść litery b) Projekt w częściach w których odnosi się do linii bezpośredniej (przepisy dotyczące gwarancji pochodzenia oraz umów PPA) przywołuje definicję	**Uwaga nieprzyjęta** Postulat poza zakresem projektu UC99. Przepisy ws. linii bezpośredniej są przedmiotem projektu UC74.

	energetyczne)		zawartą w art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne. Przywoływana regulacja zawarta w ustawie Prawo energetyczne dotycząca linii bezpośredniej jest niewystarczająca i wymaga zmiany. Obecna definicja wymaga, aby jednostka wytwarzania energii elektrycznej była wydzielona. W orzecznictwie rozumie się przez to sytuację, w której jednostka wytwarzania nie ma przyłączenia do systemu elektroenergetycznego i układ działa w systemie wyspowym. Co istotne, przyjmuje się, iż jednostka wytwórcza może być przyłączona do systemu elektroenergetycznego za pośrednictwem instalacji odbiorcy. Oznacza to, iż również odbiorca nie może być przyłączony do sieci dystrybucyjnej (wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 19 grudnia 2012 r. VI ACa 1034/12, wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 27 czerwca 2014 r. XVII AmE 102/12). W związku z tym w praktyce spełnienie tego warunku, w przypadku modelu PPA, graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii wytwarzanej przez własne źródło i uniemożliwiłoby skorzystanie z przewidzianego dla prosumentów energii odnawialnej mechanizmu rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Odmiennie kształtuje się natomiast sytuacja w przypadku tożsamości właściciela instalacji odbiorczej i wytwórczej. Ustawodawca nie wymaga wówczas, aby instalacja była wydzielona. Oznacza to, że w sytuacji, gdy właścicielem instalacji wytwórczej i odbiorczej jest ten sam podmiot (lub też właścicielem instalacji odbiorczej jest podmiot zależny od właściciela instalacji wytwórczej), nie ma	

			wymagania, aby instalacja wytwórcza i odbiorcza funkcjonowały poza Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (mogą być one przyłączone do sieci). Jednak wykładnia definicja linii bezpośredniej, w tym zakresie, budzi liczne wątpliwości w praktyce stosowania tych przepisów, w tym m.in. w interpretacjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, co przekłada się także na nieudzielanie zgód na budowę linii bezpośrednich. Proponowane brzmienie: b) pkt 11f otrzymuje brzmienie: 11f) linia bezpośrednia – linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem energetycznym pełniącym funkcję operatora systemu dystrybucyjnego niepołączonego bezpośrednio z siecią przesyłową w celu bezpośrednich dostaw energii do instalacji lub obiektów tego przedsiębiorstwa energetycznego, lub dostaw energii realizowanych poprzez sieć tego przedsiębiorstwa energetycznego do jego podmiotów zależnych lub odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa energetycznego;	
647.	Art. 4 pkt 1 lit. b projektu ustawy (Art. 3 pkt. 20i ustawy - Prawo	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	Art. 4 pkt 1 lit. b „20i) ciepło odpadowe i chłód odpadowy – oznacza niemożliwe do uniknięcia ciepło lub chłód, które są wytwarzane w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii lub w sektorze usług i które bez dostępu do systemu ciepłowniczego pozostałyby niewykorzystane, rozpraszając się w powietrzu lub w wodzie, w przypadku gdy jest lub będzie	**Uwaga nieprzyjęta** Nie jest możliwe uznanie ciepła z ITPOK lub innych spalarni odpadów jako ciepło odpadowe. UE nie wyraziła zgody na przedstawioną propozycję. ~~Natomiast definicja została zaproponowana w treści redagowanej przez PTEZ, tylko później zrezygnowano z wyrazów „produkt uboczny”.~~

	Energetyczne)		wykorzystywana kogeneracja lub gdy wykorzystanie kogeneracji nie jest możliwe;” Art 4 pkt 1 lit b: „20i) ciepło odpadowe i chłód odpadowy – oznacza niemożliwe do uniknięcia ciepło lub chłód, które są wytwarzane w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii lub w sektorze usług, w tym ciepła z instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych wchodzących w skład regionalmnego systemu gospodarki odpadami, i które bez dostępu do systemu ciepłowniczego pozostałyby niewykorzystane, rozpraszając się w powietrzu lub w wodzie, w przypadku gdy jest lub będzie wykorzystywana kogeneracja lub gdy wykorzystanie kogeneracji nie jest możliwe;” Propozycja zmierza w kierunku zakwalifikowania ciepła z instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych jako ciepła odpadowego. Ten strumień ciepła spełnia ogólną przesłankę wynikającą z definicji, ponieważ: odzysk energii z odpadów stanowi element domykający cały proces zagospodarowania odpadów w kontekście Gospodarki Obiegu Zamkniętego, ponieważ nie jest możliwe do uniknięcia w tego typu instalacjach, ponieważ proces y związane z zagospodarowaniem odpadów są usługą komunalną o charakterze publicznym, ponieważ: takie instalacje są instalacjami odzysku enetrgii poprzez proces spalania. Chcielibyśmy zwrócić uwagę, że takie rozwiązanie zostało przedstawione w uwagach komitetu ENVI przy Parlamencie Europejskim, wpierane także przez CEWEP Article 2 – paragraph 2 – point 9	

			(-a) point 9 is replaced by the following: “(9) ‘waste heat and cold’ means unavoidable heat or cold generated as by-product in industrial or power generation installations, or in the tertiary sector, which would be dissipated unused in air or water without access to a district heating or cooling system, where a cogeneration process has been used or will be used or where cogeneration is not feasible, including energy from incineration plants of municipal waste;” Jedna z naszych propozycji w ramach PTEZ: ciepło odpadowe – oznacza niemożliwe do uniknięcia ciepło lub chłód, które są wytwarzane jako produkt uboczny w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii elektrycznej lub w sektorze usług i które bez dostępu do systemu ciepłowniczego lub chłodniczego, w którym jest lub będzie wykorzystywany proces kogeneracji lub gdy kogeneracja nie jest możliwa, pozostałyby niewykorzystane, rozpraszając się w powietrzu lub w wodzie.	
648.	Art. 4 ust. 1 ustawy - Prawo Energetyczne	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	Projekt w częściach w których odnosi się do linii bezpośredniej (przepisy dotyczące gwarancji pochodzenia oraz umów PPA) przywołuje definicję zawartą w art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne. Według oceny Izby przywoływana regulacja zawarta w ustawie Prawo energetyczne dotycząca linii bezpośredniej jest niewystarczająca i wymaga zmiany. Obecna definicja wymaga, aby jednostka wytwarzania energii elektrycznej była wydzielona. W orzecznictwie rozumie się przez to sytuację, w której jednostka wytwarzania nie ma przyłączenia do	**Uwaga nieprzyjęta** Postulat poza zakresem projektu UC99. Przepisy ws. linii bezpośredniej są przedmiotem projektu UC74.

			systemu elektroenergetycznego i układ działa w systemie wyspowym. Co istotne, przyjmuje się, iż jednostka wytwórcza może być przyłączona do systemu elektroenergetycznego za pośrednictwem instalacji odbiorcy. Oznacza to, iż również odbiorca nie może być przyłączony do sieci dystrybucyjnej (wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 19 grudnia 2012 r. VI ACa 1034/12, wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 27 czerwca 2014 r. XVII AmE 102/12). W związku z tym w praktyce spełnienie tego warunku, w przypadku modelu PPA, graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii wytwarzanej przez własne źródło i uniemożliwiłoby skorzystanie z przewidzianego dla prosumentów energii odnawialnej mechanizmu rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Odmiennie kształtuje się natomiast sytuacja w przypadku tożsamości właściciela instalacji odbiorczej i wytwórczej. Ustawodawca nie wymaga wówczas, aby instalacja była wydzielona. Oznacza to, że w sytuacji, gdy właścicielem instalacji wytwórczej i odbiorczej jest ten sam podmiot (lub też właścicielem instalacji odbiorczej jest podmiot zależny od właściciela instalacji wytwórczej), nie ma wymagania, aby instalacja wytwórcza i odbiorcza funkcjonowały poza Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (mogą być one przyłączone do sieci). Jednak wykładnia definicja linii bezpośredniej, w tym zakresie, budzi liczne wątpliwości w praktyce stosowania tych przepisów, w tym m.in. w interpretacjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, co przekłada się także na nieudzielanie zgód na budowę linii bezpośrednich.	

			Art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne *linia bezpośrednia – linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem energetycznym pełniącym funkcję operatora systemu dystrybucyjnego niepołączonego bezpośrednio z siecią przesyłową w celu bezpośrednich dostaw energii do instalacji lub obiektów tego przedsiębiorstwa energetycznego, lub dostaw energii realizowanych poprzez sieć tego przedsiębiorstwa energetycznego do jego podmiotów zależnych lub odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa energetycznego.*	
649.	Art. 4 pkt 2 lit. a projektu ustawy (Art. 5 ust. 2a Prawo Energetyczne)	PSE	**Zakres pojęcia sprzedawca** Proponuje się rezygnację ze zmian. Obowiązujące przepisy prawa dopuszczają by wytwórca posiadający instalację odnawialnego źródła energii pełnił rolę sprzedawcy. Wynika to z ustawowej definicji sprzedaży i pozostałych przepisów art. 5.	**Uwaga przyjęta** Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii jest szczególnym rodzajem umowy sprzedaży. Zatem, wytwórca OZE może pełnić rolę sprzedawcy po spełnieniu wymagań wobec sprzedawców, wynikających z uPE.
650.	Art. 4 pkt 2 projektu ustawy lit. d (Art. 5 ust. 2d Prawo Energetyczne)	PIGEOR	Proponujemy usunąć zapis w całości: „2d. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 2c zawiera co najmniej postanowienia określające: strony mowy, miejsce dostarczenia energii do odbiorcy, ilość energii w podziale na okresy umowne, moc umowną oraz warunki wprowadzania jej zmian, rodzaj odnawialnego źródła energii, z którego wytworzono energię elektryczną stanowiącą przedmiot tej umowy oraz cenę, sposób prowadzenia rozliczeń, okres obowiązywania umowy i warunki	**Uwaga nieprzyjęta** Wymóg ustanowienia ram prawnych w zakresie umów PPA wynika z dyrektywy REDII. Wprowadzenie do uPE nowego typu umowy sprzedaży energii elektrycznej nakłada na strony tej umowy obowiązki wynikające, przede wszystkim, z art. 5 ust. 2 pkt 1 uPE określającego minimalną treść umowy. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii stanowi lex specialis w stosunku do umowy z art. 5 ust. 2 pkt 1 i musi uwzględniać wskazane tam elementy umowy.

			jej rozwiązania, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy.” Uzasadnienie: Dyrektywa RED II nie wymaga tych zapisów, należy pozostawić stronom swobodę kształtowania relacji umownych.	
651.	Art. 4 pkt 2 lit. b projektu ustawy (Art. 5 ust. 2c i 2d Prawo Energetyczne)	PSE	**Zmiana dot. umowy sprzedaży** W ust. 2c należy zamienić słowo „dostarczanie” na słowo „transport”. Dostarczanie obejmuje bowiem zarówno sprzedaż energii, jak i jej transport, tj. przesyłanie lub dystrybucję. W ust. 2d należy wprowadzić następujące zmiany: „2d. Oprócz postanowień, o których mowa w ust. 2 pkt 1, umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 2c zawiera co najmniej postanowienia określające: strony mowy, ~~miejsce dostarczenia energii do odbiorcy~~, ~~ilość energii w podziale na okresy umowne, moc umowną oraz warunki wprowadzania jej zmian~~, rodzaj odnawialnego źródła energii, z którego wytworzono energię elektryczną stanowiącą przedmiot tej umowy ~~oraz cenę, sposób prowadzenia rozliczeń, okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy~~.”, Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii jest szczególnym rodzajem umowy sprzedaży. Może ona dotyczyć każdego odbiorcy, więc powinna spełniać wszelkie kryteria jakie stawia się przed podstawową umową	**Uwaga przyjęta**

			sprzedaży, art. 5 ust. 2d powinien wskazywać jedynie elementy dodatkowe umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii.	
652.	Art. 4 pkt 2 lit. b i c projektu ustawy (Art. 5 ust. 2c – 2d oraz ust. 11a Prawo Energetyczne)	SEO	Zgodnie z przywołanym już w odniesieniu do systemu gwarancji pochodzenia projektowanym ust. 2c – 2d oraz 11a w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzana jest definicja umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, która może zostać zawarta bezpośrednio pomiędzy wytwórcą, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy OZE a odbiorcą (dalej: „umowa PPA”). Zapis w zaproponowanym brzmieniu przewiduje, że umowa PPA będzie wyłącznie umową z dostawą fizyczną energii, ignorując tym samym wygodniejszą i coraz bardziej popularną formułę wirtualnej umowy PPA, w ramach której odbiorcy również pozyskują gwarancje pochodzenia, rozliczając różnicę pomiędzy ustaloną ceną stałą a ceną giełdową, zaś sama energia sprzedawana jest zazwyczaj przez spółkę obrotu na giełdzie. W takiej sytuacji wirtualna umowa PPA przestaje być atrakcyjna dla odbiorcy, ponieważ nie obejmuje konieczności przekazania gwarancji pochodzenia a następnie ich umorzenia przez odbiorcę. Umowa na sprzedaż energii zawierana ze spółkami obrotu również przestaje być atrakcyjna ze względu na fakt, że pozyskane przez spółkę obrotu gwarancje pochodzenia nie będą mogły podlegać dalszemu obrotowi, niemożliwe będzie także ich umorzenie na rzecz odbiorcy przemysłowego.	**Uwaga częściowo przyjęta** W celu zachowania swobody obrotu gwarancjami pochodzenia, usunięto projektowany przepis art. 120 ust. 7 uOZE.

			Projektowana konstrukcja spowoduje ograniczenie możliwości sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych, utrudniając proces zawierania wirtualnych umów PPA, które nie zostały objęte przywołaną definicją, a co za tym idzie domyślnie nie obejmują gwarancji pochodzenia. Powyższe zmiany zawężą krąg podmiotów chętnych do zawierania umów PPA do wyłącznie odbiorców końcowych zainteresowanych umorzeniem na siebie gwarancji pochodzenia. Mając na uwadze powyższe, rekomendujemy modyfikację definicji tak, by stroną umowy PPA był odbiorca końcowy w rozumieniu art. 3 pkt 13a ustawy – Prawo energetyczne, postulując jednocześnie uwzględnienie uwagi dotyczącej zachowania swobody obrotu gwarancjami pochodzenia przedstawionej w niniejszym piśmie	
653.	Dodanie Art. 5 ust. 4d Prawo Energetyczne	PGE	Proponujemy dodanie ust. 4d w art. 5 4d. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność w zakresie wytwarzania ciepła i operator sieci ciepłowniczej, pomiędzy którymi została zawarta umowa, o której mowa w art. 7 ust. 2, w odniesieniu do przyłączanej nowej jednostki wytwórczej, z której ciepło ma być dostarczane do danej sieci ciepłowniczej, mogą zawrzeć inwestycyjną długoterminową umowę sprzedaży ciepła maksymalnie na okres nie dłuższy niż czas wynikający z planowanego okresu amortyzacji ekonomicznej tej jednostki wytwórczej. Umowa ta powinna zawierać co najmniej postanowienia określające: zobowiązanie operatora jednostki wytwórczej do nie przekraczania poziomu bezpośrednich emisji dwutlenku węgla w wymiarze 270 g CO2 na 1 kWh wytworzonej energii (w tym	**Uwaga nieprzyjęta** Trwają prace nad rozwiązaniami „Zielonego strumienia ciepła”. Uwaga poza RED II.

			ciepła, energii elektrycznej i energii mechanicznej) oraz do zapewnienia odpowiedniego strumienia ciepła na potrzeby spełnienia kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego oraz wskaźnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na odpowiednim poziomie, a także gwarancję operatora sieci ciepłowniczej do zamawiania mocy i ciepła. Uzasadnienie: Z uwagi na uwarunkowania funkcjonowania sektora ciepłownictwa systemowego, należy zapewnić wsparcie działań mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw ciepła, efektywności i poszanowania norm środowiskowych oraz minimalizacji ceny dla odbiorcy końcowego w systemach ciepłowniczych. Rozwiązaniem, który umożliwi spełnienie powyższych celów, jest wprowadzenie definicji inwestycyjnej długoterminowej umowy sprzedaży ciepła, która obejmowałaby: • gwarancję sprzedaży mocy i ciepła dla wytwórcy, który jest w stanie spełnić zdefiniowane wymagania w odniesieniu do danego systemu ciepłowniczego, • mechanizm, zgodny z przepisami dotyczącymi ochrony konkurencji i konsumentów oraz uwzględniający zasady konkurencji na rynku ciepła, który zobowiązywałby operatora sieci ciepłowniczej i wytwórcę do zawarcia takiej umowy. Umowa ta byłaby zawierana pomiędzy wytwórcą a operatorem sieci ciepłowniczej. Zgodnie z proponowaną definicją „inwestycyjnej długoterminowej umowy sprzedaży ciepła”, powinna ona wskazywać, że postanowienia tej umowy obejmują co najmniej m.in. obowiązek zapewnienia	

			nie przekraczania przez daną jednostkę wytwórczą wskaźnika EPS w wymiarze 270 g CO2 na 1 kWh wytworzonej energii (w tym ciepła, energii elektrycznej i energii mechanicznej) oraz odpowiedniego strumienia ciepła na potrzeby spełnienia kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego oraz wskaźnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na odpowiednim poziomie, a także gwarancję operatora sieci ciepłowniczej do zamawiania mocy i energii, tej ostatniej w ilości wynikającej z zapotrzebowania zależnego od pogody i na potrzeby CWU. Umowa ta będzie określać ogólne zasady zakupu ciepła, których szczegółowe warunki uzgadniane będą we wzajemnych umowach rocznych sprzedaży ciepła, zawieranych pomiędzy operatorem sieci ciepłowniczej a wytwórcą w czasie obowiązywania umowy długoterminowej z uwzględnieniem kryteriów i uwarunkowań prawnych i rynkowych oraz możliwości technicznych i warunków pogodowych. Postanowienia zawarte w rocznych umowach sprzedaży ciepła stanowić będą uszczegółowienie zapisów umowy długoterminowej i korespondować będą z zapisami dotychczasowych umów. Jednocześnie wskazujemy, że w naszej opinii, aby proces transformacji sektora ciepłownictwa systemowego mógł zostać przeprowadzony skutecznie, zasadnym byłoby również wprowadzenie odpowiedniego mechanizmu obowiązku zawierania inwestycyjnej długoterminowej sprzedaży ciepła.	
654.	Art. 4 pkt 2 lit. c projektu ustawy (Art. 5 ust. 11a	PIGEOR	Proponujemy usunąć zapis w całości: ~~„11a. Wytwórca, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, który zawarł umowę sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 2c, w terminie siedmiu dni od dnia jej~~	**Uwaga nieprzyjęta** Obowiązki statystyczne zostają nałożone przez dyrektywę REDII w zakresie sprawozdawczości w ramach KPEiKów. W rezultacie konieczne jest zbieranie przez Prezesa URE informacji o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii (PPA). W

	Prawo Energetyczne)		~~zawarcia, przekazuje Prezesowi URE informację o jej zawarciu oraz o stronach tej umowy, ilości i cenie energii elektrycznej stanowiącej jej przedmiot, rodzaju odnawialnego źródła energii, z którego ta energia została wytworzona oraz okresie, na jaki umowa została zawarta.~~” Uzasadnienie: Zapis ten jest zbędny, bowiem nakłada obowiązki administracyjne na podmioty, które mogą nawet nie prowadzić jakiejkolwiek działalności.	przepisie określono podstawowy zakres danych, wymaganych do przekazania do URE, umożliwiający wywiązanie się ze obowiązków sprawozdawczych w ramach KPEiKów.
655.	Art. 4 pkt 2 lit. c) projektu ustawy (Art. 5 ust. 11a Prawo Energetyczne)	Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii PIPC	Wprowadzany nowy typ umowy nazwanej sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii (umowa typu Corporate Power Purchase Agreement) został powiązany z obowiązkiem realizacji wymogów informacyjnych w stosunku do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Obowiązek ten obejmuje: informację o jej zawarciu oraz o stronach tej umowy, ilości i cenie energii elektrycznej stanowiącej jej przedmiot, rodzaju odnawialnego źródła energii, z którego ta energia została wytworzona oraz okresie, na jaki umowa została zawarta. W związku z powyższym należy zaproponować dwie zmiany. Po pierwsze wydłużenie czasu na realizację obowiązku informacyjnego z siedmiu dni do miesiąca. Pozwoli to na zmniejszenie ryzyka niedochowania terminu w związku z czasem obrotu dokumentami pomiędzy podmiotami zawierającymi tę umowę. Po drugie zasadne wydaje się wykreślenie obowiązku ujawniania informacji o cenie energii elektrycznej objętej umową. Informacja ta jest w	**Uwaga przyjęta** W zakresie obowiązku ujawnienia informacji uwaga odrzucona. Zgodnie z art. 5 ust. 12 uPE dane stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa w rozumieniu art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2020 r. poz. 1913 oraz z 2021 r. poz. 1655) są chronione w przypadku udostępniania danych przez Prezesa URE.

			szczególności sensytywna i nie należy rozszerzać obowiązku jej ujawniania także na nowo tworzony obowiązek. Takie podejście wydaje się uzasadnione tym bardziej, iż w tym zakresie rynek obrotu energią podlega szczegółowym regulacjom Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. U. UE. L. z 2011 r. Nr 326, str. 1). Proponowane brzmienie artykułu: 11a. Wytwórca, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, który zawarł umowę sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 2c, w terminie **miesiąca** od dnia jej zawarcia, przekazuje Prezesowi URE informację o jej zawarciu oraz o stronach tej umowy, ilości energii elektrycznej stanowiącej jej przedmiot, rodzaju odnawialnego źródła energii, z którego ta energia została wytworzona oraz okresie, na jaki umowa została zawarta.	
656.	Art. 4 pkt 2 lit. c) projektu ustawy (Art. 5 ust. 11a Prawo Energetyczne)	PSE	**Obowiązki informacyjne** Prezesowi URE powinny być przekazywane również informacje o danej instalacji odnawialnego źródła energii. Obecny zakres danych nie zawiera informacji pozwalających na identyfikację konkretnej instalacji odnawialnego źródła energii, którego dotyczy informacja przesyłana przez wytwórcę.	**Uwaga przyjęta** W projektowanym przepisie umieszczono wymóg wskazania nazwy/firmy oraz adres instalacji.
657.	Art. 4 pkt 3 projektu ustawy	PSE	**Odwołanie do nieobowiązujących jeszcze przepisów ustawy UC74**	**Uwaga nieprzyjęta**

	(art. 5a[1] ustawyPrawo energetyczne)		Obecnie obowiązująca treść ustawy - Prawo energetyczne nie zawiera art. 5a[1]. Zgodnie z art. 35 ust. 3 przepis ten miałby wejść w życie z dniem 01.01.2026 r.	Wejście w życie przepisów dot. handlu peer-to-peer jest skorelowane z właściwymi przepisami ustawy UC74 i przewidziane jest 1 stycznia 2026 r.
658.	Art. 4 pkt 4 projektu ustawy (art. 5b[4] ustawy - Prawo energetyczne)	PSE	**Odwołanie do nieobowiązujących jeszcze przepisów ustawy UC74** Obecnie obowiązująca treść ustawy - Prawo energetyczne nie zawiera art. 5b[4]. Zgodnie z art. 35 ust. 3 przepis ten miałby wejść w życie z dniem 01.01.2026 r.	**Uwaga nieprzyjęta** Wejście w życie przepisów dot. handlu peer-to-peer jest skorelowane z właściwymi przepisami ustawy UC74 i przewidziane jest 1 stycznia 2026 r.
659.	art. 4 pkt 5 projektu ustawy (Art. 7 ustawy - Prawo energetyczne)	Izba Gospodarcza Gazownictwa/PSG sp. z o.o.	art. 7 po ust. 1c dodaje się ust. 1d w brzmieniu: „1d. W przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wskazuje wnioskodawcy lokalizacje alternatywne najbliższą lokalizację alternatywną jeżeli przyłączenie w tej lokalizacji spełnia warunki techniczne i ekonomiczne.”; Wskazać należy, że mogą wystąpić przypadki w których operator nie będzie miał możliwości wskazać alternatywnej lokalizacji przyłączenia biogazowni z uwagi na brak środków przewidzianych na ten cel w planie rozwoju lub brak sieci danego rodzaju gazu (np. operator zajmujący się tylko siecią gazu Lw), brak chłonności w eksploatowanej sieci umożliwiającej przyłączenie	**Uwaga przyjęta**

			źródła o planowanych parametrach technicznych, itp.	
660.	art. 4 pkt 5 projektu ustawy (Art. 7 ustawy Prawo energetyczne)	PIGEOR	„1d. W przypadku odmowy ~~zawarcia umowy o przyłączenie~~ wydania warunków przyłączenia do sieci instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biogazu i/lub biometanu z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wskazuje wnioskodawcy lokalizacje alternatywne najbliższe lokalizacji wskazanej przez wnioskodawcę, w których przyłączenie jest możliwe.” Uzasadnienie: Informacja o możliwości alternatywnej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii powinna być przekazywana na etapie wydawania warunków przyłączenia zarówno do sieci elektroenergetycznej jak i gazowej, w celu ograniczenia niepotrzebnych wysiłków przygotowania inwestycji w miejscu, gdzie nie ma możliwości przyłączenia. Jednocześnie proponujemy, aby możliwość wskazania alternatywnej lokalizacji dotyczyła nie tylko instalacji biometanowych, ale wszystkich instalacji biogazowych, co pozwoli zmniejszyć obciążenia inwestorów przy przygotowaniu inwestycji. Do wystąpienia o warunki przyłączania do sieci elektroenergetycznej ww. instalacji proponuje się znieść konieczność pozyskania Decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, a także warunków zabudowy, a także konieczności posiadania prawa do terenu.	**Uwaga przyjęta** w zakresie przepisów dotyczących biometanu. Jej rozszerzenie poza zakres obejmujący instalacje biometanowe przyłączane do sieci gazowych wykracza poza zakres UC99 i wymaga przeprowadzenia oceny skutków regulacji propozycji.

661.	Art. 4 pkt 5 projektu ustawy (Art. 7 ust. 1d Prawo Energetyczne	Polska Platforma LNG i bioLNG	W przypadku małych sieci prywatnych operatorów realizacja tego zapisu może być niemożliwa. Mały operator może być w sytuacji gdzie w ogóle nie ma możliwości przyłączenia biometanowni i nie jest w stanie wskazać żadnej alternatywnej lokalizacji. Przepis powinien dotyczyć jedynie operatorów mających w posiadaniu minimum 5 000 km sieci gazowych.	**Uwaga częściowo przyjęta** Treść przepisu art. 7 ust. 1d ustawy – Prawo Energetyczne zostanie uzupełnione o zapis, iż wskazanie alternatywnej lokalizacji przez operatora będzie uzależnione od sytuacji gdy na terenie danej sieci będą występowały odpowiednie warunki techniczne i ekonomiczne.
662.	Art. 4 pkt 5 projektu ustawy (Art. 7 ust. 1d Prawo Energetyczne	PTPIREE	~~*1d. W przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wskazuje wnioskodawcy lokalizacje alternatywne najbliższe lokalizacji wskazanej przez wnioskodawcę, w których przyłączenie jest możliwe.*~~ Uzasadnienie: Proponujemy niewprowadzanie do ustawy Prawo energetyczne ust. 1d). Zapis o konieczności wskazania przez przedsiębiorstwo energetyczne najbliższej lokalizacji w której możliwe jest przyłączenie dla instalacji biometanu w naszej ocenie może okazać się niewykonalny technicznie. Wydana decyzja o odmowie wydania warunków przyłączenia poprzedzona była wykonaniem szczegółowej analizy wpływu na sieć analizowanego do przyłączenia obiektu i możliwości przyłączenia do sieci w danym miejscu. Jeżeli byłby to obiekty o mocach rzędu kilku megawatów, to OSD musiałby metodą prób i błędów zlecić np. wykonanie kilku-kilkunastu ekspertyz w celu	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja przepisu zawarta w UC99 dotyczy tylko i wyłącznie sieci gazowych, do których przyłączane będą instalacje wytwarzające biometan – przepis w tym zakresie zostanie dodatkowo doprecyzowany w celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych. Koszty dotyczące systemu energetycznego, o których mowa w tym przypadku w uzasadnieniu do propozycji wykreślenia proponowanego ustępu, nie mają w tym przypadku zastosowania.

			znalezienia możliwego miejsca przyłączenia, a za każdą pojedynczą należałoby zapłacić np. po ok. 20 tyś zł. Takie wyznaczenie miejsca przyłączenia dla obiektu będzie niosło dla OSD koszty rzędu kilkaset tysięcy złotych, przy czym ostatecznie po uzyskaniu Warunków podmiot może się po prostu nie przyłączyć, a koszty ekspertyz będzie trzeba przenieść na wszystkich odbiorców. Takie wyznaczenie miejsca przyłączenia i przygotowanie ekspertyz byłoby bardzo złożonym zadaniem oraz na pewno nie daje gwarancji dotrzymania terminu ustawowego wydania warunków przyłączania, ponieważ nie wiadomo ile ostatecznie trzeba będzie zlecić ekspertyz oraz ile iteracji takiego działania należy wykonać. Ekspertyzy wykonywane są w sposób „punktowy" odpowiadając na wniosek klienta. Podsumowując takie poszukiwanie miejsca przyłączenia będzie generować niewyobrażalne wręcz koszty, zaś nie wiadomo co klient zrobi z Warunkami Przyłączenia określonymi np. 50 km od miejsca w którym wnioskował? Zapis powyższy stwarza również ryzyko wykorzystywania go jako nieuczciwą praktykę w zakresie poszukiwania możliwości przyłączeniowych przez inwestorów OZE, a ze względu na ogromne koszty ekspertyz na potrzeby takiego wyznaczenia miejsca w sieci nie powinien być przyjęty. Dodatkowo pragniemy zauważyć, że OSD zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne, sporządzają oraz umieszczają na swoich stronach internetowych, informacje dotyczące wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł energii, a także planowanych zmian tych wartości w okresie kolejnych 5 lat od dnia ich publikacji, dla całej sieci	

			OSD o napięciu znamionowym powyżej 1 kV, z podziałem na stacje elektroenergetyczne lub ich grupy wchodzące w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym. Te informacje mogą posłużyć inwestorom, do analizy miejsc w których przyłączenie do sieci jest najbardziej prawdopodobne.	
663.	Art. 4 pkt 5 projektu ustawy (Art. 7 ust. 1d Prawo Energetyczne)	Fundacja Frank Bold	w art. 7 po ust. 1c dodaje się ust. 1d w brzmieniu: „1d. W przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wskazuje wnioskodawcy lokalizacje alternatywne najbliższe lokalizacji wskazanej przez wnioskodawcę, w których przyłączenie jest możliwe.”; Skreślone słowa **„służącej do wytwarzania biometanu**” umożliwia obowiązek wskazania lokalizacji alternatywnej dla wszystkich instancji OZE	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja poza zakresem regulacji. Jednocześnie należy podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.
664.	Art. 4 pkt 5 projektu ustawy (Art. 7 ust. 1d Prawo Energetyczne)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja**: W art. 7 po ust. 1c dodaje się ust. 1d w brzmieniu: „1d. W przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wskazuje wnioskodawcy lokalizacje alternatywne najbliższe lokalizacji wskazanej przez	**Uwaga przyjęta**

			wnioskodawcę, w których przyłączenie jest możliwe." Obecnie art. 7 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne obejmuje całą gamę przedsiębiorstw energetycznych traktowanych równoważnie, o czym świadczy spójnik „lub" (w tym przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii cieplnej), a proponowana zmiana dotyczy zawarcia umowy o przyłączenie instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu (a nie np. źródła ciepła OZE produkującego ciepło w oparciu o paliwo - biometan). **Uzasadnienie:** W celu uniknięcia jakichkolwiek wątpliwości należy doprecyzować na jakich konkretnie przedsiębiorstwach spoczywa zaproponowany obowiązek względem wnioskodawcy i czego on dotyczy, tj. odbioru paliwa gazowego czy przyłączenia instalacji, np. do sieci elektroenergetycznej, celem możliwości rozpoczęcia produkcji przedmiotowego gazu.	
665.	Art. 4 pkt 5 projektu ustawy (Art. 7 ust. 1d Prawo Energetyczne)	PGNIG	**1. Umowa o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii** <u>Propozycja:</u> Zmiana art. 7 ust. 1d Prawa Energetycznego *„1d. W przypadku odmowy ~~zawarcia umowy o przyłączenie~~* ***wydania warunków przyłączenia*** *do sieci instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do*	**Uwaga przyjęta**

			sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wskazuje wnioskodawcy ~~lokalizacje alternatywne~~ najbliższą lokalizację ~~wskazanej przez wnioskodawcę, w których przyłączenie jest możliwe~~ **alternatywną, jeżeli przyłączenie w tej lokalizacji spełnia warunki techniczne i ekonomiczne**.*"* Uzasadnienie: Wskazać należy, że mogą wystąpić przypadki w których operator nie będzie miał możliwości wskazać alternatywnej lokalizacji przyłączenia biogazowni z uwagi na brak środków przewidzianych na ten cel w planie rozwoju lub brak sieci danego rodzaju gazu (np. operator zajmujący się tylko siecią gazu Lw), brak chłonności w eksploatowanej sieci umożliwiającej przyłączenie źródła o planowanych parametrach technicznych, itp.	
666.	Usunięcie art. 7 ust. 8g[6] ustawy Prawo energetyczne	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej	Usunięcie jednostki redakcyjnej z ustawy Prawo energetyczne. **<u>Uzasadnienie:</u>** Art. 7 ust. 8g6 ustawy Prawo energetyczne stanowi: „W szczególnie uzasadnionych przypadkach przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej może przedłużyć terminy określone w ust. 8g o maksymalnie połowę terminu, w jakim obowiązane jest wydać warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dla poszczególnych grup przyłączeniowych za uprzednim zawiadomieniem podmiotu wnioskującego o przyłączenie do sieci z podaniem uzasadnienia przyczyn tego przedłużenia.” Dotychczasowo	**Uwaga nieprzyjęta** Podczas zmian legislacyjnych w 2019 r. (zmiana ustawy – Prawo budowlane oraz innych ustaw) maksymalnie skrócono czas na wydanie warunków przyłączenia, różnicując ten czas w zależności od grupy przyłączeniowej. Oparto się wówczas na możliwie krótkich czasach opracowania warunków przyłączenia w optymalnych okolicznościach, biorąc pod uwagę konieczność wykonania ekspertyzy oraz uzgodnień pomiędzy operatorami sieci. Ustawodawca celowo wprowadził wówczas możliwość wydłużenia terminu w szczególnie uzasadnionych przypadkach, z obowiązkiem uzasadnienia wydłużenia tego okresu, aby właśnie miało ono zastosowanie, gdy zachodzi taka potrzeba.

			praktyka pokazuje, że przepis ten stanowi podstawę do nieuprawnionego przedłużania wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Wskazane w nim zaważenie do „szczególnie uzasadnionych przypadków" jest zawężeniem martwy, a w niektórych OSD normą stało się nieuprawnione przedłużanie tego terminu. Biorąc pod uwagę dyrektywę RED II jego usunięcie jest jak najbardziej zasadne.	
667.	Dodanie Art. 7 ust. 15 ustawy Prawo energetyczne	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej	Dodanie w art. 7 ust. 15 ustawy Prawo energetyczne o następującym brzmieniu: „Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest zobowiązane przenieść wydane warunki przyłączenia lub dokonać cesji umowy przyłączeniowej w terminie 14 dni, z zastrzeżeniem, że do wniosku o przeniesienie warunków przyłączenia lub dokonania cesji umowy przyłączeniowej dołączono dokumenty, o których mowa w ust. 8d oraz oświadczenie podmiotu, na rzecz którego wydane zostały warunki przyłączenia lub był stroną umowy przyłączeniowej o wyrażeniu zgody na przeniesienie warunków przyłączenia lub dokonanie cesji umowy przyłączeniowej." **<u>Uzasadnienie:</u>** Omówiona obok tematyka nie jest wprost uregulowana ustawowo, tymczasem praktyka OSD jest różna, a jednocześnie często wnioski o przeniesienie warunków przyłączenia są przetrzymywane przez OSD przez wiele miesięcy. Znane są nawet przypadki, że projekt farmy słonecznej nie mógł wziąć udziału w aukcji OZE z powodu braku przeniesienia warunków przyłączenia, pomimo tego, że wniosek w tej	**Uwaga nieprzyjęta** Podczas zmian legislacyjnych w 2019 r. (zmiana ustawy – Prawo budowlane oraz innych ustaw) maksymalnie skrócono czas na wydanie warunków przyłączenia, różnicując ten czas w zależności od grupy przyłączeniowej. Oparto się wówczas na możliwie krótkich czasach opracowania warunków przyłączenia w optymalnych okolicznościach, biorąc pod uwagę konieczność wykonania ekspertyzy oraz uzgodnień pomiędzy operatorami sieci. Ustawodawca celowo wprowadził wówczas możliwość wydłużenia terminu w szczególnie uzasadnionych przypadkach, z obowiązkiem uzasadnienia wydłużenia tego okresu, aby właśnie miało ono zastosowanie, gdy zachodzi taka potrzeba.

			sprawie przez wytwórcę został złożony wiele miesięcy wcześniej.	
668.	Zmiana art. 7a ustawa Prawo Energetyczne	UPEBI, ISEE	Proponuje się dodać w art. 7a ust. 3a w brzmieniu: *„3b. Zgoda Prezesa Urzędu regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymagana w przypadku:* *1) budowy gazociągu bezpośredniego, który zaopatrywać będzie w biogaz wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę gazociągu bezpośredniego;* *2) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego biogaz do instalacji* *odbiorcy nieprzyłączonego do sieci gazowej;* *3) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego do odbiorcy końcowego biogaz niespełniający standardów jakościowych operatora systemu dystrybucyjnego gazowego.”* Obecne przepisy regulujące kwestie gazociągów bezpośrednich nie są adekwatne do oczekiwań rynkowych, zwłaszcza sektora biogazowego. Aktualna wysoka cena ciepła spowodowana wysokimi cenami paliw kopalnych powoduje, iż instalacje biogazowe coraz częściej oferują sprzedaż biogazu w formie pierwotnej (bez uzdatniania), który jest wykorzystywany do produkcji ciepła np. w budynkach inwentarskich, szklarniach. Dodatkowo zauważalna jest również sytuacja sprzedaży nadwyżek biogazu wytworzonej w instalacji do	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga wykracza poza zakres regulacji UC99 i wymaga przeprowadzenia dodatkowej oceny skutków proponowanej regulacji.

			podmiotów, którzy wykorzystują paliwo do wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji w ramach systemu FiT/FiP. Wszystkie jednak te działania póki co nie są uregulowane prawnie. Większość inwestorów w toku realizacji opiera się na przepisach jak w przypadku przyłączy. Nie są to jednak przepisy adekwatne to wyżej wymienionej sytuacji. Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 02 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (t.j. Dz. U. z 2014 r., poz. 1059), przyłącza gazowe są definiowane jako: „odcinek sieci od gazociągu zasilającego armatury odcinającej służący do przyłączenia do sieci gazowej urządzeń lub instalacji podmiotu przyłączanego". Wspomniane wyżej przypadki dotyczą prostych odcinków o długościach do kilkuset metrów z pominięciem sieci gazowej. Takie rozwiązanie powoduje, iż nie można tutaj mówić o spełnieniu definicji przyłącza (brak elementu sieci). Projekty biogazowe realizowane są często za pośrednictwem spółek celowych, które są oddzielną osobowością prawną w stosunku do podmiotów, który są głównym dostawcą substratu (np. gospodarstwo rolne zajmujące się produkcją zwierzęcą). Niemniej jednak bardzo często występują ścisłe powiązania właścicielskie pomiędzy tymi działalnościami, a prowadzenie dwóch odrębnych podmiotów jest często związane z chęcią zachowania przejrzystości w rachunkach księgowych lub po prostu niemożnością prowadzenia działalności wytwórczej w ramach gospodarstwa rolnego. Niemniej jednak zauważa się, iż	

			mimo takiego podziału prawnego, pomiędzy podmiotami zachodzi wykorzystanie części energii elektrycznej wytworzonej w ramach biogazowni. Trend ten będzie się nasilał wraz ze wzrostem końcowej ceny dla odbiorcy końcowego (ze wszystkimi opłatami dystrybucyjnymi, mocowymi itp.). Należy również pamiętać, iż jest to zgodne z zamierzeniem ustawodawcy, który w taryfach gwarantowanych premiuje wprost energię niezużytą. Proponuje się więc uregulowanie kwestii gazociągu bezpośredniego w sposób jak najbardziej transparenty, a jednocześnie łatwy dla Inwestora. Wszelkie działania odwrotne nie przyczynią się wcale do zaniechania realizacji powyższych działań, ale wprost odwrotnie, będą konsekwentnie coraz częściej wykonywane z pominięciem obecnych, skomplikowanych regulacji.	
669.	Zmiana art. 7a ustawa Prawo Energetyczne	ZBP	Obecne przepisy regulujące kwestie gazociągów bezpośrednich nie są adekwatne do oczekiwań rynkowych, a zwłaszcza tak potrzebnych biogazowni rolniczych i szerzej działalności rolniczej. Aktualna wysoka cena ciepła spowodowana wysokimi cenami paliw kopalnych powoduje, iż instalacje biogazowe coraz częściej oferują sprzedaż biogazu w formie pierwotnej (bez uzdatniania), który jest wykorzystywany do produkcji ciepła np. w budynkach inwentarskich, szklarniach (tu także wykorzystywany jest CO2). Wszystkie jednak te działania póki co nie są uregulowane prawnie. Większość inwestorów w toku realizacji opiera się na przepisach jak w przypadku przyłączy. Nie są to jednak przepisy adekwatne to wyżej wymienionej sytuacji. W art. 7a Prawa energetycznego proponuje się dodanie się ust.3b w brzmieniu:	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga wykracza poza zakres regulacji UC99 i wymaga przeprowadzenia dodatkowej oceny skutków proponowanej regulacji.

			„3b. Zgoda Prezesa Urzędu regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymagana w przypadku: 1) budowy gazociągu bezpośredniego, który zaopatrywać będzie w biogaz wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę gazociągu bezpośredniego; 2) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego biogaz do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci gazowej; 3) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego do odbiorcy końcowego biogaz niespełniający standardów jakościowych operatora systemu dystrybucyjnego gazowego.”	
670.	Art. 7b ustawy Prawo Energetyczne	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	Kwestia przyłączeń do systemu ciepłowniczego (art. 7 b uPE): pozostawiono zapis o obowiązku przyłączenia do S.C. bez uwzględnienia kwestii możliwości spełnienia warunku nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej. Powstaje więc problem, jak ma i w jakim celu taki zapis? System nieefektywny o wysokim Wpc. Alternatywa to źródła indywidualne o nakładzie „odpowiednim” , ale np. OZE <60%. Nie da się nigdzie przyłączyć?	**Uwaga nieprzyjęta** Niezrozumiały tekst uwagi.

671.	Art. 4 pkt 6 projektu ustawy (Art. 7b ust. 3 Prawo Energetyczne)	Tauron Polska Energia S.A.	*Art. 7b* *(...)* *3. Obowiązku, o którym mowa w ust. 1, nie stosuje się, jeżeli planowane jest dostarczanie ciepła z indywidualnego źródła ciepła w obiekcie, które spełnia łącznie następujące warunki:* *1) charakteryzuje się współczynnikiem nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej nie wyższym niż 0,8;* *2) ciepło wytworzone z tego źródła ciepła stanowi w nie mniej niż w 85 % ciepło z odnawialnych źródeł energii.* *Uzasadnienie:* W celu zapewnienia, że indywidualne źródła będą w jak największym stopniu oparte o OZE, proponujemy podnieść wymagany minimalny udział ciepła z OZE wytworzonego w tym źródle – z 60% do 85%.	**Uwaga nieprzyjęta** Przy pozostawieniu 0,8 nieodnawialnej energii pierwotnej i uwzględnieniu 0,85% ciepła z OZE, nie byłoby możliwe zastosowanie pomp ciepła, które powinny być uwzględniane przy dążeniu do zazielenienia ciepła.
672.	Art. 4 pkt 6 projektu ustawy (Art. 7b ust. 3 Prawo Energetyczne)	Śląski Związek Gmin i Powiatów	**Propozycja:** Oczekuje się wprowadzenia kolejnego podpunktu rozszerzającego definicję efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego przedstawionej w art. 7b ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. 1997 Nr 54 poz. 348), np. o zapis: „Wartości progowe określone w pkt. 1-4 mogą zostać wykazane przy wykorzystaniu gwarancji pochodzenia energii i ich umorzenia.” **Uzasadnienie:** Dodatkowy zapis w definicji pozwoli przedsiębiorstwom spełnić wymóg efektywnościowy przy wykorzystaniu nowo wprowadzanego instrumentu jakim jest gwarancja pochodzenia dla ciepła i chłodu.	**Uwaga wyjaśniona** Nie można zmieniać definicji, która wynika z dyrektywy o efektywności energetycznej. O udziałach wytworzonego ciepła wiedzę ma dystrybutor danej sieci ciepłowniczej. Wykorzystanie gwarancji pochodzenia do udowodnienia udziału ciepła wprowadzonego do sieci ciepłowniczej byłoby niepełne, ponieważ nie wydaje się gwarancji pochodzenia na ciepło wytworzone w kogeneracji.
673.	Art. 4 pkt 7 projektu ustawy	Śląski Związek	**Propozycja:**	**Uwaga przyjęta**

	(Art. 7c ust. 5 Prawo Energetyczne)	Gmin i Powiatów	Oczekuje się zmiany terminu sprawozdawczego ujętego w planowanym art. 7c ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. 1997 Nr 54 poz. 348) z dnia 28 lutego na 31 marca. **Uzasadnienie:** Zmiana pozwoli ujednolicić terminy sprawozdawcze z art. 7b i 7c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. 1997 Nr 54 poz. 348) ze względu na powiązany ze sobą zakres danych sprawozdawczych.	Uwzględnienie uwagi nastąpiło poprzez usunięcie art. 7c, a wszystkie elementy sprawozdawcze zapisano w art. 7b ust. 5 z jednym terminem sprawozdawczym.
674.	Art. 4 pkt 6 projektu ustawy (Art. 7b ust. 3d Prawo Energetyczne)	Tauron Polska Energia S.A.	*Art. 7b* *(...)* *3d. Audyt, o którym mowa w ust. 3c może sporządzić osoba, która spełnia warunki, o których mowa w art. 17 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków.* Uzasadnienie: Treść ustępu 3d zawiera, naszym zdaniem, błędne odniesienie do innego ustępu – o audycie mowa jest w ust 3c.	**Uwaga przyjęta**
675.	Art. 4 pkt 6 projektu ustawy (Art. 7b ust. 3e Prawo Energetyczne)	Tauron Polska Energia S.A	*Art. 7b* *(...)* *3e. Podmiot posiadający tytuł prawny do obiektu przyłączonego do sieci ciepłowniczej, która nie jest częścią (elementem) efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w rozumieniu ust. 4, może odłączyć się od sieci poprzez rozwiązanie lub zmianę umowy na dostarczanie ciepła do tego obiektu, w celu samodzielnego wytwarzania ciepła w indywidualnym źródle ciepła, spełniającym warunki, o których mowa w ust. 3.* *Uzasadnienie:*	**Uwaga przyjęta** Po korekcie redakcyjnej przepis powinien przyjąć brzmienie poniższe. *„3e. Podmiot posiadający tytuł prawny do obiektu przyłączonego do sieci ciepłowniczej, która nie jest elementem efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w rozumieniu ust. 4, może odłączyć się od sieci poprzez rozwiązanie lub zmianę umowy na dostarczanie ciepła do tego obiektu, w celu samodzielnego wytwarzania ciepła w indywidualnym źródle ciepła, spełniającym warunki, o których mowa w ust. 3.”*

			Zgodnie z art. 7b ust. 2 „przez system ciepłowniczy lub chłodniczy rozumie się sieć ciepłowniczą lub chłodniczą oraz współpracujące z tą siecią urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania lub odbioru ciepła lub chłodu”. System obejmuje więc zarówno sieci, jak i źródła wytwórcze. Proponujemy zatem wprowadzenie odpowiedniej zmiany redakcyjnej, w celu doprecyzowania treści.	
676.	Art. 4 pkt 6 projektu ustawy (Art. 7b ust. 3f Prawo Energetyczne)	Tauron Polska Energia S.A	*Art. 7b* *(...)* *3f. W przypadku rozwiązania umowy, o którym mowa w ust. 3e, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć podmiot, o którym mowa w tym przepisie, kosztami poniesionymi bezpośrednio z powodu fizycznego odłączenia się tego podmiotu od sieci ciepłowniczej, w szczególności kosztami likwidacji elementów sieci ciepłowniczej, w tym przyłącza oraz węzła cieplnego.* ~~*jeżeli ich utrzymywanie może prowadzić do znaczącego pogorszenia warunków technicznych i charakterystyki funkcjonowania systemu ciepłowniczego, w tym w szczególności związanych z hydrauliką sieci lub do wzrostu opłat za dostarczanie ciepła, ponoszonych przez odbiorców końcowych przyłączonych do tego systemu*~~ Uzasadnienie: W kontekście możliwości odłączenia się odbiorcy od sieci ciepłowniczej, zgodnie z treścią art. 24 ust. 2 dyrektywy RED II „(…) w przypadku gdy zakończenie umowy wiąże się z fizycznym odłączeniem, takie zakończenie może być uzależnione od	**Uwaga przyjęta**

			odszkodowania za koszty poniesione bezpośrednio z powodu fizycznego odłączenia oraz za niezamortyzowaną część aktywów koniecznych do dostarczenia ciepła i chłodu do danego odbiorcy". Dyrektywa nie zawiera zatem, w naszej ocenie, dodatkowych wymogów/warunków/okoliczności, od spełnienia których przedsiębiorstwu ciepłowniczemu przysługiwałoby prawo do obciążenia danego podmiotu kosztami poniesionymi z powodu fizycznego odłączenia od sieci. W związku z powyższym, zaproponowany art. 7b ust. 3f nie powinien, w naszej opinii, zawierać zapisów, które nie wynikają wprost z przywołanej wyżej treści przedmiotowej dyrektywy. Proponujemy zatem wprowadzenia stosownych zmian w treści tego ustępu.	
677.	Art. 4 pkt 6 projektu ustawy (Art. 7b ust. 3g Prawo Energetyczne)	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	W przypadku rozwiązania umowy, o którym mowa w ust. 3e, Jeżeli odbiorca zaprzestaje zakupu ciepła przed upływem okresu niezbędnego do zachowania ekonomicznych warunków przyłączenia, obowiązany jest do zwrotu przedsiębiorstwu energetycznemu niezamortyzowanej części rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, proporcjonalnie do czasu pozostałego do końca tego okresu, na zasadach określonych w umowie. Przepisów art. 4j ust. 3 i 3a nie stosuje się. Pozostaje również pytanie, czy art. 7b ust 3 g odnosi się tylko do warunku wspomnianego w ust 3 e, czy dotyczy również systemów efektywnych energetycznie. Zachowanie spójności, jeśli przyjęte zostanie założenie, że nie ma możliwości odłączenia się od systtemów efektywnych ciepłowniczych lub takich, które staną się efektywne energetycznie do końca 2025 roku	**Uwaga nieprzyjęta** Wszystkie koszty powinny być uwzględnione w ocenie warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci, co wyznacza okres niezbędny do zwrotu poniesionych nakładów. Ustęp poprzedni nie odnosi się do nakładów, tylko do ewentualnych kosztów wynikających z likwidacji już pobudowanego przyłącza.

678.	Art. 4 pkt 6 projektu ustawy (Art. 7b ust. 5 Prawo Energetyczne)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** art. 7 b ust. 5 i art. 7c ustawy Prawo energetyczne - proponuje się rozważenie czy przedmiotowe dane mogłyby zostać objęte sprawozdawczością w ramach URE (np.URE - C1). Może to uprościć procedurę sprawozdawczą przewidzianą nowymi przepisami. **Uzasadnienie:** Uprości to procedurę sprawozdawczą przewidzianą nowymi przepisami.	**Uwaga przyjęta częściowo** Sprawozdawczość pozostawiono tylko w art. 7b ust. 5 po usunięciu art. 7c.
679.	Art. 4 pkt 6 projektu ustawy (Art. 7b ust. 5 Prawo Energetyczne)	Tauron Polska Energia S.A.	*Art. 7b* *(...)* *5. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła w danej sieci ciepłowniczej, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, przekazuje Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii, sprawozdanie za poprzedni rok kalendarzowy zawierające informację w zakresie spełnienia wymogu dotyczącego efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne oraz informację o udziale energii odnawialnej w systemie ciepłowniczym, wykorzystywanym przez to przedsiębiorstwo do dostarczania ciepła do odbiorców końcowych, obejmującą:* *(...)* *Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła w danej sieci ciepłowniczej publikuje równocześnie na swojej stronie internetowej informacje, o których mowa w niniejszym ustępie, w terminie do dnia 31 marca każdego roku.*	**Uwaga przyjęta częściowo** Sprawozdawczość pozostawiono tylko w art. 7b ust. 5 po usunięciu art. 7c, który przyjął następujące brzmienie: *„5. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję ciepła w danej sieci ciepłowniczej, w terminie do dnia 31 marca każdego roku:,* *1) przekazuje Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii, sprawozdanie za poprzedni rok kalendarzowy z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, o którym mowa w art. 7b ust. 4, zawierające :* *a) procentowe udziały energii z:* *- odnawialnych źródeł energii z podaniem rodzaju odnawialnego źródła energii,* *- ciepła odpadowego,* *- ciepła pochodzącego z kogeneracji* *w łącznej ilości ciepła dostarczonego do tego systemu ciepłowniczego w poprzednim roku kalendarzowym,* *b) wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej,* *c) sumę końcowego zużycia energii cieplnej brutto, o której mowa w art. 2 pkt 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wytworzonej przez wszystkich wytwórców ciepła w danym systemie*

			Uzasadnienie: W celu zmniejszenia wątpliwości interpretacyjnych oraz zwiększenia „przejrzystości" tekstu, proponujemy dokonanie zmian w treści ustępu.	*ciepłowniczym wraz z ilością oraz udziałem ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego,* *d) nazwę oraz adres siedziby i miejsca prowadzenia działalności przedsiębiorstwa energetycznego,* *e) numer NIP przedsiębiorstwa energetycznego i numery posiadanych przez to przedsiębiorstwo koncesji,* *f) dane dotyczące lokalizacji systemu ciepłowniczego, którego dotyczy sprawozdanie, liczby przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się w tym systemie przesyłaniem i dystrybucją ciepła zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego oraz liczby źródeł ciepła w tym systemie,* *g) podpis osoby upoważnionej;* *2) publikuje na swojej stronie internetowej informacje, o których mowa w pkt 1 lit. a – c."*
680.	Art. 4 pkt 7 projektu ustawy (Art. 7c ust. 5 Prawo Energetyczne)	Tauron Polska Energia S.A	*Art. 7c. ust. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym, przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie za poprzedni rok kalendarzowy, określające:* *1) całkowitą ilość ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych,* *2) ilość ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii, dostarczonego do odbiorców końcowych,* *3) ilość ciepła odpadowego dostarczonego do odbiorców końcowych,* *4) udział ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego w całkowitej ilości ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych, ustalony w oparciu o informację, o której mowa art. 7b ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne,*	**Uwaga przyjęta częściowo.** Sprawozdawczość pozostawiono tylko w art. 7b ust. 5 po usunięciu art. 7c, który przyjął następujące brzmienie: *„5. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję ciepła w danej sieci ciepłowniczej, w terminie do dnia 31 marca każdego roku:,* *1) przekazuje Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii, sprawozdanie za poprzedni rok kalendarzowy z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, o którym mowa w art. 7b ust. 4, zawierające :* *a) procentowe udziały energii z:* *- odnawialnych źródeł energii z podaniem rodzaju odnawialnego źródła energii,* *- ciepła odpadowego,* *- ciepła pochodzącego z kogeneracji* *w łącznej ilości ciepła dostarczonego do tego systemu ciepłowniczego w poprzednim roku kalendarzowym,* *b) wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej,*

			5) rodzaje odnawialnych źródeł energii, wykorzystanych do wytworzenia ciepła dostarczonego odbiorcom końcowym *- w terminie do dnia 31 marca każdego roku.* *Uzasadnienie:* Zgodnie z propozycją, sprawozdanie, wskazane w art. 7c projektu ustawy, zawierać ma m.in. informację o udziale ciepła wytworzonego z OZE i ciepła odpadowego w całkowitej ilości ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych, ustalonym w oparciu o informację, o której mowa art. 7b ust. 5 ustawy. Informacja, wskazana w art. 7b ust. 5, ma być przekazywana (w ramach osobnego sprawozdania) do dnia 31.03 każdego roku. W związku z powyższym, proponujemy, aby sprawozdanie, o którym mowa w propozycji art. 7c ustawy, także było przekazywane w terminie do końca marca danego roku. Takie rozwiązanie byłoby naszym zdaniem korzystne z punktu widzenia jakości i kompletności przekazywanych danych/informacji.	*c) sumę końcowego zużycia energii cieplnej brutto, o której mowa w art. 2 pkt 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wytworzonej przez wszystkich wytwórców ciepła w danym systemie ciepłowniczym wraz z ilością oraz udziałem ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego,* *d) nazwę oraz adres siedziby i miejsca prowadzenia działalności przedsiębiorstwa energetycznego,* *e) numer NIP przedsiębiorstwa energetycznego i numery posiadanych przez to przedsiębiorstwo koncesji,* *f) dane dotyczące lokalizacji systemu ciepłowniczego, którego dotyczy sprawozdanie, liczby przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się w tym systemie przesyłaniem i dystrybucją ciepła zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego oraz liczby źródeł ciepła w tym systemie,* *g) podpis osoby upoważnionej;* *2) publikuje na swojej stronie internetowej informacje, o których mowa w pkt 1 lit. a – c."*
681.	Dodanie Art. 7d Prawo energetyczne	TGE	Postulat dotyczy dodania jednostek redakcyjnych, w przykładowym brzmieniu jak poniżej: *„Art. 7d. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym jest obowiązane zapewnić, że udział ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego w całkowitej ilości ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych w roku, którego dotyczy sprawozdanie, o którym mowa w art. 7c ust. 1. osiągnął co najmniej poziom minimalny.*	**Uwaga nieprzyjęta** Gwarancje pochodzenia nie są konieczne do obliczenia udziałów ciepła, a określenie minimalnego poziomu może być zmienne. Takie informacje będą uwidocznione na sprawozdaniu przekazywanym przez dystrybutora ciepła ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi URE na podstawie art. 7b ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne.

			2. Wykazanie osiągnięcia co najmniej minimalnego poziomu udziału ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego w całkowitej ilości ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych, o którym mowa w ust. 1., możliwe jest wyłącznie poprzez przekazanie przez przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 1 informacji o gwarancjach pochodzenia ciepła lub chłodu, o których mowa w art. 120 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. – o odnawialnych źródłach energii, umorzonych na wniosek tego przedsiębiorstwa w roku, którego dotyczy sprawozdanie, o którym mowa w art. 7c ust. 1. *3. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, minimalny poziom udziału ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego w całkowitej ilości ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych na dany rok kalendarzowy."* *Uzasadnienie:* Wprowadzenie gwarancji pochodzenia dla poszczególnych rodzajów energii odnawialnej, w tym ciepła i chłodu, powinno znajdować oparcie w środkach mających na celu zapewnienie popytu na te gwarancje. W przeciwnym przypadku może się okazać, że przepisy dotyczące gwarancji pochodzenia będą w istocie martwe – zarówno z perspektywy częstotliwości ich uzyskiwania, jak i z perspektywy mechanizmów rynkowych dotyczących handlu gwarancjami. Wprowadzenie systemu opartego na obowiązku przedsiębiorstw sprzedających ciepło do odbiorców może stanowić rozwiązanie pobudzające popyt na gwarancje pochodzenia i nie stanowi mechanizmu pomocy	

			publicznej wymagającego akceptacji ze strony Komisji Europejskiej.	
682.	Art. 4 pkt 8 projektu ustawy (Art. 10d Prawo Energetyczne)	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	Propozycja zapisu art. 10d (zgodna z art. 24 ust. 8 RED II) identyfikuje się z ideą łączenia sektorów, obawa jest tylko taka, że jest to ocena jednostronna (stwierdzenie „w porozumieniu" nie jest precyzyjne). Pozostaje pytanie, jakie to może nieść za sobą skutki dla przedsiębiorstwa ciepłowniczego i czy wymuszać to będzie jakąś zmianę w planowaniu inwestycji przedsiębiorstwa ciepłowniczego. Po pogłębionej analizie, pojawiła się wątpliwość, czy opis procedury oceniania w ustawie nie jest nadmiarowy i nie będzie budził obaw i wątpliwości co do jego konsekwencji dla podmiotów ciepłowniczych	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja przepisu jest zgodna z wymogami RED II w celu ewentualnego wykorzystania energii elektrycznej do wytwarzania ciepła, a także bilansowania systemów, produkcję energii elektrycznej w kogeneracji oraz akumulowania energii, w tym ciepła.
683.	Art. 4 pkt 8 projektu ustawy (Art. 10d Prawo Energetyczne)	Tauron Polska Energia S.A., PTPIREE	Przepis zobowiązuje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do sporządzenia oceny potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na jego rzecz - operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych nie posiadają kompetencji a także dostępu do stosownych informacji i danych o systemach ciepłowniczych lub chłodniczych, na podstawie których mogliby dokonać takiej oceny. Nie widzimy celowości wykonywania takiej analizy. Operator korzysta/będzie korzystał z różnych źródeł elastyczności bez dyskryminacji lub faworyzowania którykolwiek z nich. Dla OSD nie jest istotny sposób (przyczyna) zmiany wzorca zachowań przy poborze lub generacji energii elektrycznej. Proponujemy wykreślenie. PTPIREE:	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja przepisu jest zgodna z wymogami RED II w celu wykorzystania energii elektrycznej do wytwarzania ciepła.

			Przepis zobowiązuje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do sporządzenia oceny potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych - operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych nie posiadają kompetencji, wiedzy, a także dostępu do stosownych informacji i danych o systemach ciepłowniczych lub chłodniczych, na podstawie których mogliby dokonać takiej oceny. Kompetencje w tym zakresie zapewne posiadają przedsiębiorstwa produkujące ciepło lub chłód i to one powinny przygotować taka analizę. W art. 10d. ust. 3 wskazano: „*Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza ocenę potencjału systemu ciepłowniczego lub chłodniczego we współpracy z przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, których systemów ciepłowniczych lub chłodniczych ocena dotyczy, a także przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się wytwarzaniem ciepła lub chłodu, których urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła lub chłodu wchodzą w skład systemów ciepłowniczych lub chłodniczych objętych tą oceną*." **Niezrozumiałym jest zatem dlaczego obowiązek ten nie został nałożony na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, a także przedsiębiorstwa energetycznymi zajmującymi się wytwarzaniem ciepła lub chłodu – tylko one posiadają odpowiednią kompetencję oraz dane do przygotowania takiej analizy**. Operator dystrybucyjny elektroenergetyczny korzysta/będzie korzystał z różnych źródeł elastyczności	

			bez dyskryminacji lub faworyzowania którykolwiek z nich. Dla OSD nie jest istotny sposób (przyczyna) zmiany wzorca zachowań przy poborze lub generacji energii elektrycznej. Proponujemy usuniecie całego art. 10d lub przeniesienie obowiązku z operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, a także przedsiębiorstwa energetycznymi zajmującymi się wytwarzaniem ciepła lub chłodu. Natomiast OSD elektroenergetycznego może współpracować z ww. przedsiębiorstwami przy opracowywaniu tej analizy, w zakresie posiadanych przez niego kompetencji. Odpowiedniej zmiany wymaga również art. 30 ustawy zmieniającej.	
684.	Art. 4 pkt 8 projektu ustawy (Art. 10d Prawo Energetyczne)	PIPC Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	Projektowany art. 10d Prawa energetycznego ma stanowić transpozycję art. 25 ust. 8 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. U. UE. L. z 2018 r. Nr 328, str. 82 z późn. zm.). Tym samym na OSDe zostanie nałożony nowy obowiązek polegający na ocenie potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych znajdujących się na obszarze w zakresie jego działania. Proponujemy wykreślenie przedmiotowego przepisu. Alternatywnie, gdyby prawodawca nie przychylił się do wykreślenia proponujemy poniżej wprowadzenie progu ograniczenie zakresu jego obowiązywania. Wartym rozważenia wydaje się ograniczenie tego obowiązku poprzez wprowadzenie minimalnego	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja przepisu jest zgodna z wymogami RED II w celu wykorzystania energii elektrycznej do wytwarzania ciepła.

			progu jego aktualizacji. W przypadku mniejszych OSDe znaczna część obracanego ciepła jest ciepłem pochodzenia odpadowego, które jest sprzedawane do lokalnych systemów ciepłowniczych niejako na uboczu właściwej działalności, tj. działalności produkcyjnej. Przeprowadzanie przedmiotowej oceny z punktu widzenia takich mniejszych OSDe zlokalizowanych na terenie przedsiębiorstw energochłonnych wydaje się nieuzasadnione zarówno pod kątem uzasadnienia funkcjonalnego, jak i ekonomiki całego procesu. W przypadku zakładów energochłonnych sprzedaż ciepła i rozwój systemu ciepłowniczego jest ściśle powiązana z główną działalnością produkcyjną i zmiany w tym zakresie w głównej mierze wynikają z decyzji inwestycyjnych odnoszących się do tej głównej działalności, a nie do ciepła jako samoistnego produktu. Tym samym nałożenie takiego obowiązku na tego rodzaju podmioty, gdzie znaczna większość ciepła jest wykorzystywana na własne potrzeby, zaś ciepło sprzedawane jest w głównej mierze ciepłem odpadowym lub ciepłem niewykorzystanym w procesach produkcyjnych, wydaje się nieuzasadnione. Ze względu na powyższe, alternatywnie w stosunku do wykreślenia przedmiotowego przepisu, proponujemy wprowadzenie nowego ustępu (oznaczonego jako ustęp 2 i przesunięcie dotychczasowego ustępu 2), który przewidywałby, iż nowy obowiązek będzie dotyczyć wyłącznie OSDe, na terenie których sprzedaż ciepła w roku poprzedzającym realizację obowiązku sporządzenia oceny przekracza 1000 TJ.	

			Proponowane brzmienie: Art. 10d. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza ocenę potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych znajdujących się w obszarze jego działania, w zakresie: 1) świadczenia usług systemowych, 2) udostępnienia instalacji zarządzania popytem, 3) magazynowania nadwyżek energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii - na rzecz operatora systemu elektroenergetycznego. **2. Obowiązek przeprowadzenia oceny, o której mowa w ust. 1, nie dotyczy operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w którego obszarze działania całkowita sprzedaż ciepła w roku poprzedzającym sporządzenie oceny nie przekroczyła 1 000 TJ.** **3**. W ramach oceny, o której mowa w ust. 1, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ocenia, czy wykorzystanie zidentyfikowanego potencjału systemu ciepłowniczego lub chłodniczego byłoby bardziej efektywne pod względem zasobów i kosztów niż wykorzystanie innych dostępnych rozwiązań alternatywnych. **4**. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza ocenę potencjału systemu ciepłowniczego lub chłodniczego we współpracy z przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, których systemów ciepłowniczych lub chłodniczych ocena dotyczy, a także przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się wytwarzaniem ciepła lub chłodu, których urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania	

			ciepła lub chłodu wchodzą w skład systemów ciepłowniczych lub chłodniczych objętych tą oceną. **5**. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza ocenę potencjału systemu ciepłowniczego lub chłodniczego co 4 lata, w terminie do dnia 30 czerwca roku następującego po tym okresie. **6**. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje sporządzoną ocenę operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego, Prezesowi URE oraz przedsiębiorstwom energetycznym, o których mowa w ust. **4**.	
685.	Art. 4 pkt 11 projektu ustawy (Art. 23 ust. 2 pkt 18b Prawo Energetyczne)	PSE	**Odwołanie do projektowanych przepisów UC74** Obecnie obowiązująca treść ustawy Prawo energetyczne nie zawiera w art. 23 ust. 2 punktu 18b.	**Uwaga nieprzyjęta** Wejście w życie przepisów dot. handlu peer-to-peer jest skorelowane z właściwymi przepisami ustawy UC74 i przewidziane jest 1 stycznia 2026 r.
686.	Dodanie Art. 23 ust. 2 pkt 18 Prawo energetyczne	PGE	Proponujemy dodanie lit. e w art. 23 ust. 2 pkt 18 **e) średnich cen sprzedaży ciepła nieuwzględniających kosztu zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:** – **opalanych paliwami węglowymi,** – **opalanych paliwami gazowymi,** – **opalanych olejem opałowym,** – **stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii**	**Uwaga nieprzyjęta** Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji. Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla.

			Uzasadnienie: Proponowana zmiana ma być jednym z elementów umożliwiających wprowadzenia mechanizmu wydzielenia komponentu kosztów zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych ze średniej ceny sprzedaży ciepła w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji i ustalania ich indywidualnie w oparciu o średnią cenę uprawnień z określonej liczby ostatnich notowań z właściwej giełdy. Rozwiązanie to pozwoli jednostkom kogeneracji stosującym uproszczoną metodę kalkulacji taryfy na większe nadążanie za zmianami cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, które stanowią istotny element kosztowy. Dodatkowo, aby mechanizm mógł zostać w pełni wprowadzony, niezbędne jest również odpowiednie dostosowanie przepisów rozporządzenia taryfowego dla ciepła.	
687.	Dodanie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. e ustawy Prawo energetyczne	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	10a) w art. 23 uPe w ust. 2 w pkt 18 po lit. d dodaje się lit. e w następującym brzmieniu: „e) średnich cen sprzedaży ciepła nieuwzględniających kosztu zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji: - opalanych paliwami węglowymi, - opalanych paliwami gazowymi, - opalanych olejem opałowym, - stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii”. Proponowana zmiana ma być jednym z elementów umożliwiających wprowadzenia mechanizmu	**Uwaga nieprzyjęta** Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji. Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla.

			wydzielenia komponentu kosztów zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych ze średniej ceny sprzedaży ciepła w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji i ustalania ich indywidualnie w oparciu o średnią cenę uprawnień z określonej liczby ostatnich notowań z właściwej giełdy. Rozwiązanie to pozwoli jednostkom kogeneracji stosującym uproszczoną metodę kalkulacji taryfy na większe nadążanie za zmianami cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, które stanowią istotny element kosztowy. Dodatkowo, aby mechanizm mógł zostać w pełni wprowadzony, niezbędne jest również odpowiednie dostosowanie przepisów rozporządzenia taryfowego dla ciepła.	
688.	Dodanie art. 35 ust. 4 Prawo Energetyczne	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	11a) w art. 35 ustawy – Prawo energetyczne po ust. 3 dodaje się ust. 4 w brzmieniu: „4. Na potrzeby postępowania administracyjnego w przedmiocie udzielenia, zmiany zakresu lub cofnięcia koncesji, jeżeli informacje dotyczące wnioskodawcy udostępnione są w systemie teleinformatycznym rejestru, o którym mowa w ustawie z dnia 20 sierpnia 1997 r. o Krajowym Rejestrze Sądowym, ustawie z dnia 24 maja 2000 r. o Krajowym Rejestrze Karnym lub ustawie z dnia 6 marca 2018 r. o Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej i Punkcie Informacji dla Przedsiębiorcy odstępuje się od obowiązku przedłożenia wpisu z właściwego rejestru.” W związku z bardzo sformalizowanym procesem udzielania lub zmiany zakresu koncesji, proponuje się jego usprawnienie m.in. poprzez redukcje obowiązku przekazywania danych jako załączników	**Uwaga nieprzyjęta** Poważną wątpliwość budzi, czy proponowany przepis nie spowoduje wyłączenia obowiązku informacyjnego zawartego w koncesjach, który dotyczy istotnych zmian w przedsiębiorstwie koncesjonariusza, które mają odzwierciedlenie w KRS, a które mają istotny wpływ na spełnianie przez koncesjonariusza warunków, o których mowa w art. 33 ustawy Prawo energetyczne – zmiana ta spowodowałaby konieczność bieżącego monitorowania przez Prezesa URE w KRS i CEIDG wszystkich koncesjonariuszy. Propozycja znacznie wykracza poza kierunki zmian określone dyrektywą RED II.

			do wniosku o udzielenie lub zmianę koncesji w postaci np. odpisów z KRS lub zaświadczeń z KRK ze względu na fakt, że rejestry te są prowadzone również w postaci teleinformatycznej i możliwe jest pobranie tych informacji przez organ (Prezesa URE) bezpośrednio z tej bazy, bez konieczności angażowania przedsiębiorstwa energetycznego, które i tak bardzo dużą ilość dokumentów musi dostarczyć w tym postępowaniu administracyjnym. W szczególności biorąc pod uwagę fakt, że systemy te są ogólnodostępne. W praktyce sprowadza się to do tego, że wnioskodawca drukuje pobrane on-line zaświadczenia, przedkłada wydruki do Prezesa URE. Natomiast jest to czynność zbędna ponieważ Prezes URE również ma wgląd do rejestru (i z praktyki wiadomo, że i tak to robi w celu weryfikacji aktualności przedłożonego zaświadczenia przez wnioskodawcę).	
689.	Dodanie art. 35 ust. 4 Prawo Energetyczne	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** 11a) w art. 35 ustawy – Prawo energetyczne po ust. 3 dodaje się ust. 4 w brzmieniu: „4. Na potrzeby postępowania administracyjnego w przedmiocie udzielenia, zmiany zakresu lub cofnięcia koncesji, jeżeli informacje dotyczące wnioskodawcy udostępnione są w systemie teleinformatycznym rejestru, o którym mowa w ustawie z dnia 20 sierpnia 1997 r. o Krajowym Rejestrze Sądowym, ustawie z dnia 24 maja 2000 r. o Krajowym Rejestrze Karnym lub ustawie z dnia 6 marca 2018 r. o Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej i Punkcie Informacji dla Przedsiębiorcy odstępuje się od obowiązku przedłożenia wpisu z właściwego rejestru.” **Uzasadnienie:**	**Uwaga nieprzyjęta** Poważną wątpliwość budzi, czy proponowany przepis nie spowoduje wyłączenia obowiązku informacyjnego zawartego w koncesjach, który dotyczy istotnych zmian w przedsiębiorstwie koncesjonariusza, które mają odzwierciedlenie w KRS, a które mają istotny wpływ na spełnianie przez koncesjonariusza warunków, o których mowa w art. 33 ustawy Prawo energetyczne – zmiana ta spowodowałaby konieczność bieżącego monitorowania przez Prezesa URE w KRS i CEIDG wszystkich koncesjonariuszy. Propozycja znacznie wykracza poza kierunki zmian określone dyrektywą RED II.

			W związku z bardzo sformalizowanym procesem udzielania lub zmiany zakresu koncesji, proponuje się jego usprawnienie m.in. poprzez redukcje obowiązku przekazywania danych jako załączników do wniosku o udzielenie lub zmianę koncesji w postaci odpisów z KRS lub CEIDG ze względu na fakt, że rejestry te są prowadzone również w postaci teleinformatycznej i możliwe jest pobranie tych informacji przez regulatora bezpośrednio z tej bazy, bez konieczności angażowania przedsiębiorstwa energetycznego, które i tak bardzo dużą ilość dokumentów musi dostarczyć w tym postępowaniu administracyjnym. W szczególności biorąc pod uwagę fakt, że systemy te są ogólnodostępne. Jednocześnie wskazane byłoby wprowadzenie podstawy materialnoprawnej dla dostępu URE do zaświadczeń z KRK. Należy wskazać, że w praktyce obowiązki przedkładania odpisów i zaświadczeń, że wnioskodawca drukuje pobrane on-line wydruki, przedkłada je w ramach postępowania koncesyjnego, a następnie URE weryfikuje aktualność i zgodność przedłożonych przez wnioskodawcę wydruków z ogólnodostępnymi rejestrami. Wydaje się zatem, że należy rozważyć rezygnację z tych obowiązków, co będzie miało również wymiar ekologiczny.	
690.	Dodanie art. 35 ust. 4 Prawo Energetyczne	PGE	Proponujemy dodanie ust. 4 w art. 35 4. Na potrzeby postępowania administracyjnego w przedmiocie udzielenia, zmiany zakresu lub cofnięcia koncesji, jeżeli informacje dotyczące wnioskodawcy udostępnione są w systemie teleinformatycznym rejestru, o którym mowa w ustawie z dnia 20 sierpnia 1997 r. o Krajowym Rejestrze Sądowym, ustawie z dnia 24 maja 2000 r. o Krajowym Rejestrze Karnym lub ustawie z dnia 6	**Uwaga nieprzyjęta** Poważną wątpliwość budzi, czy proponowany przepis nie spowoduje wyłączenia obowiązku informacyjnego zawartego w koncesjach, który dotyczy istotnych zmian w przedsiębiorstwie koncesjonariusza, które mają odzwierciedlenie w KRS, a które mają istotny wpływ na spełnianie przez koncesjonariusza warunków, o których mowa w art. 33 ustawy Prawo energetyczne – zmiana ta spowodowałaby konieczność bieżącego

			marca 2018 r. o Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej i Punkcie Informacji dla Przedsiębiorcy odstępuje się od obowiązku przedłożenia wpisu z właściwego rejestru **Uzasadnienie:** W związku z bardzo sformalizowanym procesem udzielania lub zmiany zakresu koncesji, proponujemy jego usprawnienie m.in. poprzez redukcję obowiązku przekazywania danych jako załączników do wniosku o udzielenie lub zmianę koncesji w postaci np. odpisów z KRS lub zaświadczeń z KRK ze względu na fakt, że rejestry te są prowadzone również w postaci teleinformatycznej i możliwe jest pobranie tych informacji przez organ (Prezesa URE) bezpośrednio z tej bazy, w szczególności biorąc pod uwagę fakt, że systemy te są ogólnodostępne, bez konieczności angażowania przedsiębiorstwa energetycznego, które i tak bardzo dużą ilość dokumentów musi dostarczyć w tym postępowaniu administracyjnym. W praktyce sprowadza się to do tego, że wnioskodawca drukuje pobrane on-line zaświadczenia i przedkłada wydruki do Prezesa URE.	monitorowania przez Prezesa URE w KRS i CEIDG wszystkich koncesjonariuszy. Propozycja znacznie wykracza poza kierunki zmian określone dyrektywą RED II.
691.	Dodanie art. 41 Prawo Energetyczne	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** 11b) po art. 41 ustawy – Prawo energetyczne dodaje się art. 41a w brzmieniu: „Art. 41a 1. W przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłu, dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła jest przedmiotem procesu łączenia, podziału lub przekształcenia spółek, o którym mowa w tytule IV ustawy z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych w	**Uwaga nieprzyjęta** Art. 41a w zaproponowanej treści jest niedopuszczalny (w szczególności w części dotyczącej podziału spółki), dużo szkody dla rynku może przynieść także uchylenie obecnego art. 42 Prawa energetycznego. Brzmienie przepisu jest nieprecyzyjne – nie jest jasnym kiedy spółka byłaby zobowiązana przekazać informację Prezesowi URE, na podstawie której miałby on z urzędu, na dzień łączenia, podziału lub przekształcenia spółek wydać nową koncesję dla przedsiębiorstw energetycznych biorących

			terminie 90 dni przed dniem planowanego połączenia, podziału lub przekształcenia informuje Prezesa URE o zmianach zakresu koncesji udzielonych przedsiębiorstwom energetycznym będących przedmiotem procesu łączenia, podziału lub przekształcenia spółek. 2. Po przekazaniu informacji, o której mowa w ust. 1 Prezes URE wydaje z urzędu, na dzień łączenia, podziału lub przekształcenia decyzję w przedmiocie zmiany koncesji dla przedsiębiorstw energetycznych biorących udział w procesie łączenia, podziału lub przekształcenia spółek z uwzględnieniem zasady sukcesji uniwersalnej praw i obowiązków wyrażonej w Ustawie z dnia 15 września 2000 r. - Kodeks spółek handlowych." **Uzasadnienie:** „Poddaje się pod rozwagę wprowadzenie zmian, które doprowadzą do uproszczenia i większej przejrzystości przepisów w zakresie zmiany lub cofnięcia koncesji przy transakcjach związanych z przekształceniami, fuzjami czy przejęciami w trybie KSH przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających en. el. lub ciepła. Proponuje się, aby wprowadzić przepisy, które na poziomie ustawy prawo energetyczne będą wprowadzały zasadę sukcesji uniwersalnej praw i obowiązków wyrażoną w KSH. Celem postulowanych zmian jest maksymalne ułatwienie procesu połączenia czy podziału w tak sposób, aby następca prawny mógł w harmonijny sposób kontynuować działalność poprzednika, czyli przejąć z mocy prawa dotychczasowe koncesje. Zasada ta	udział w ww. procesach. Zgodnie z brzmieniem przepisu mógłby się to odbyć przykładowo na 1 dzień przed, a organ regulacyjny byłby zobligowany de facto do przeniesienia koncesji, bez możliwości zbadania czy w wyniku ww. procesów nie doszło do zmiany okoliczności istotnych z punktu widzenia postępowania koncesyjnego – chociażby kwestii związanych z odpowiedzialnością przedsiębiorstwa w przypadku przekształcenia spółki handlowej w spółkę osobową.

			jest dopuszczalna przepisami prawa do zastosowania przez Prezesa URE (z uwzględnieniem art. 618 KSH) przy postępowaniach koncesyjnych prowadząc do istotnego uproszczenia i zniesienia obciążenia regulacyjnego. Postępowania przed Prezesem URE w naszej ocenie powinny być maksymalnie przewidywalne, a także służyć pewności obrotu przy transakcjach pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi. Ma to w szczególności znaczenie przy procesach przekształceniowych, które mają miejsce w ramach jednej grupy kapitałowej. Jednocześnie należy wskazać, że wykreślenia wymaga art. 42 ustawy Prawo energetyczne, który stanowi, że w chwili wykreślenia łączących się bądź przejmowanych spółek z rejestru koncesja wygasa z mocy prawa. Art. 42 stanowi bowiem dla podmiotów nieuzasadniony przepis wprowadzający niepewność regulacyjną związaną z tym czy po zakończeniu transakcji będzie można kontynuować działalność na podstawie koncesji przedsiębiorstwa wykreślanego z rejestru.	
692.	Dodanie art. 41 Prawo Energetyczne	PGE	Proponujemy dodanie art. 41a **Art. 41a. 1. W przypadku procesów łączenia, podziału lub przekształcenia spółek, o którym mowa w tytule IV ustawy z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych przedsiębiorstwo energetyczne biorące udział w procesie łączenia, podziału lub przekształcenia informuje Prezesa URE przed dniem połączenia, podziału lub przekształcenia o zmianie zakresu koncesji spółek biorących udział w procesie.** **2. Po przekazaniu informacji, o której mowa w ust. 1, Prezes URE wydaje z urzędu, na dzień**	**Uwaga nieprzyjęta** Art. 41a w zaproponowanej treści jest niedopuszczalny (w szczególności w części dotyczącej podziału spółki), dużo szkody dla rynku może przynieść także uchylenie obecnego art. 42 Prawa energetycznego. Brzmienie przepisu jest nieprecyzyjne – nie jest jasnym kiedy spółka byłaby zobowiązana przekazać informację Prezesowi URE, na podstawie której miałby on z urzędu, na dzień łączenia, podziału lub przekształcenia spółek wydać nową koncesję dla przedsiębiorstw energetycznych biorących udział w ww. procesach. Zgodnie z brzmieniem przepisu mógłby się to odbyć przykładowo na 1 dzień przed, a organ regulacyjny byłby zobligowany

			łączenia, podziału lub przekształcenia nową koncesję dla przedsiębiorstw energetycznych biorących udział w procesie łączenia, podziału lub przekształcenia, uwzględniającą zakres zmian, wynikający z powyższej informacji, bez przedkładania dodatkowych wniosków lub dokumentów. Uzasadnienie: Proponujemy uproszczenie zmiany (rozszerzania lub zawężania) koncesji w wyniku transformacji podmiotowych spółek (łączenie, podział, przekształcenie w trybie Kodeksu Spółek Handlowych), gdzie zmiany w koncesjach, wynikające z ww. procesów przekształceniowych powinny odbywać się automatycznie (co zresztą przewidują przepisy KSH), natomiast praktyka organu regulacyjnego (Prezesa URE) jest odmienna, uciążliwa dla przedsiębiorstw i w zasadzie postępowanie koncesyjne odbywa się w takim samym trybie jak uzyskiwanie całkowicie nowej koncesji, dla nowego podmiotu. Takie postepowanie organu regulacyjnego stanowi istotną barierę administracyjną i jest nieuzasadnionym obciążeniem regulacyjnym, w szczególności kiedy procesy przekształceniowe odbywają się w ramach jednej grupy kapitałowej.	de facto do przeniesienia koncesji, bez możliwości zbadania czy w wyniku ww. procesów nie doszło do zmiany okoliczności istotnych z punktu widzenia postępowania koncesyjnego – chociażby kwestii związanych z odpowiedzialnością przedsiębiorstwa w przypadku przekształcenia spółki handlowej w spółkę osobową.
693.	Zmiana art. 44 ust. 1 ustawy Prawo Energetyczne	PGE	1b) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania ~~**źródeł ciepła będących**~~ **jednostek wytwórczych** stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii, **w których wytwarzane jest ciepło**, oraz **instalacji, w których zagospodarowywane jest** ciepło odpadowe, wraz z uzasadnionym zwrotem z	**Uwaga przyjęta** Przepis przyjmie poniższe brzmienie. *„1b) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania jednostek wytwórczych będących instalacjami odnawialnego źródła energii, w których wytwarzane jest ciepło, oraz instalacji, w których*

			kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%; Uzasadnienie: Propozycja poprawki wynika z konieczności wprowadzenia określeń będących definicjami legalnymi wprowadzonymi w ustawie Prawo energetyczne, w taki sposób, aby przepis nie budził wątpliwości co do zakresu.	*zagospodarowywane jest ciepło odpadowe, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%;"*
694.	Art. 4 pkt 12 projektu ustawy (Art. 45 ust. 1 pkt 1b Prawo Energetyczne)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja**: 12) w art. 45 w ust. 1 po pkt 1a dodaje się pkt 1b w brzmieniu: „1b) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania jednostek wytwórczych stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii, w których wytwarzane jest ciepło, oraz instalacji, w których zagospodarowywane jest ciepło odpadowe, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%;"; **Uzasadnienie:** Propozycja poprawki wynika z konieczności wprowadzenia określeń będących definicjami legalnymi wprowadzonymi w ustawie Prawo energetyczne, w taki sposób, aby przepis nie budził wątpliwości co do zakresu.	**Uwaga przyjęta** Przepis przyjmie poniższe brzmienie. *„1b) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania jednostek wytwórczych będących instalacjami odnawialnego źródła energii, w których wytwarzane jest ciepło, oraz instalacji, w których zagospodarowywane jest ciepło odpadowe, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%;"*
695.	Art. 4 pkt 12 projektu ustawy (Art. 45 ust. 1 pkt	Tauron Polska Energia S.A.	*Art. 45* *ust. 1* *(...)* *pkt 1b) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i*	**Uwaga nieprzyjęta** Domniemać należy, że wnioskodawca odnosi się, do art. 47 ust. 2f ustawy – Prawo energetyczne, tj. do jednostek kogeneracji, ponieważ ust. 2f[1] traktuje o możliwości odstąpienia od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w sposób uproszczony.

	1b Prawo Energetyczne)		*przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami odnawialnego źródła energii, źródeł ciepła odpadowego oraz źródeł ciepła, o których mowa w art. 47 ust. 2f[1] ustawy – Prawo energetyczne, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 10%.* Uzasadnienie: W celu zapewnienia spójności i powiązań pomiędzy treścią art. 45 ust. 1 pkt 1b i art. 47 ust. 2f[1] proponujemy wprowadzenie odpowiedniej zmiany poprzez uwzględnienie źródeł, o których mowa w tym drugim artykule. Równocześnie, w celu zwiększenia motywacji przedsiębiorstw do podejmowania przedsięwzięć w zakresie odnawialnych źródeł energii w sektorze ciepłownictwa, proponujemy określenie minimalnej stopy zwrotu na poziomie 10%. Takie rozwiązanie mogłoby, naszym zdaniem, stanowić czynnik dynamizujący inwestycje służące zwiększeniu wykorzystania ciepła ze źródeł odnawialnych.	Bez wskazania, że zwiększona stopa zwrotu z kapitału adresowana jest dla przedsięwzięć związanych ze zwiększeniem udziału ciepła z OZE w ogólnym wolumenie wytworzonego ciepła, kogeneracja węglowa lub gazowa zostałaby zrównana z jednostkami OZE. Dodatkowo zwiększeniu stopy zwrotu do 10% nie może spotkać się z akceptacją, ze względu na naruszenie interesów odbiorców. Jednostki kogeneracji stanowiące odnawialne źródła energii mogą korzystać z preferencyjnej stopy zwrotu bez zaproponowanej zmiany.
696.	Art. 4 pkt 12 projektu ustawy (Art. 45 ust. 1 pkt 1b Prawo Energetyczne)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** 1c. Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47 ust.1, ustalanych przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, jeśli spełnione dla danego źródła są łącznie: 1) warunek określony w art. 7b ust. 3 pkt 1; 2) ciepło wytworzone z tego źródła ciepła stanowi w nie mniej niż w 40 % ciepło z odnawialnych źródeł energii,	**Uwaga nieprzyjęta** Dyrektywa RED II wskazuje jednoznacznie na konieczność zwiększania ciepła z OZE. Impuls do budowy źródeł z udziałem co najmniej 60% OZE, jakim będzie zwolnienie z obowiązku zatwierdzania taryfy przez Prezesa URE jest adresowany dla źródeł, które mają większy udział OZE niż 40%. Nie ma znaczenia wcześniejsze prowadzenie działalności koncesjonowanej, bowiem nowe źródło spełniające określone w tym przepisie warunki również nie będzie podlegało obowiązkowi zatwierdzania taryfy dla ciepła.

			3) przedsiębiorstwo energetyczne prowadziło przed dniem rozpoczęcia sprzedaży ciepła ze źródła, o którym mowa w zdaniu wprowadzającym, koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła, które jest dostarczane do sieci ciepłowniczej będącej częścią danego systemu ciepłowniczego.” **Uzasadnienie:** Projektowane zwolnienie z taryfowania uwarunkowane jest spełnieniem wymogów określonych w art.7b ust.3 pkt 1 i proponowanym pkt 2 w ust. 1c przez źródło o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW. Sam przepis nie wskazuje natomiast sposobu uznania danego źródła za spełniające wymogi określone w przytoczonym odwołaniu - np. na podstawie audytu, o którym mowa w art. 7b ust 3c. Ponadto nie jest stwierdzone, czy zwolnienie to ma charakter stały i ponadczasowy, jak miałoby to miejsce w sytuacji jednorazowego przedłożenia audytu (domyślnie do Prezesa URE). Stąd dodatkowo koniecznym wydaje się zawarcie przepisów weryfikujących w latach kolejnych uzyskanie rzeczonych wskaźników na podstawie „”wykonania”” za rok poprzedzający ze źródeł zwolnionych z obowiązku wynikającego z art 47 ust.1 ustawy Prawo energetyczne [uPe](np. w trybie sprawozdania określonego w art. 7c uPe). Rekomenduje się również, aby wymóg dotyczący ciepła z odnawialnych źródeł energii wytworzonego z danego źródła wynosił nie mniej niż 40%, ponieważ wartość ta bardziej odzwierciedla możliwe do osiągnięcia parametry źródła, które miałoby możliwość współpracy w ramach systemu ciepłowniczego.	

			Ponadto w związku z tym , że źródła do 5 MW miałyby być zwolnione z obowiązku zatwierdzania taryfy przez Prezesa URE, to należy zastanowić się nad rozwiązaniem, zgodnie z którym takie zwolnienie dotyczyłoby systemów rozproszonych lub systemów pionowo zintegrowanych (w których domyślnie źródła do 5 MW stawiałby operator systemu). Dodatkowo jeżeli w obszarze danego systemu funkcjonuje podmiot trzeci obciążony obowiązkiem taryfowania ciepła wytwarzanego w swoich źródłach, to wówczas inne podmioty – dla zachowania symetrii i porównywalnego równego poziomu traktowania podmiotów na rynku - powinny również takim obowiązkiem zatwierdzania taryf dla ciepła przed Prezesem URE być obciążone. W innym przypadku może dojść do nierównego traktowania jednostek wytwórczych dostarczających ciepło do tej samej sieci. Warto zastanowić się nad potencjalnymi konsekwencjami takiego rozwiązania, mając na uwadze paragraf 17 ust. 1 rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych, który odnosi się do minimalizacji kosztów dostarczania ciepła do odbiorców oraz zasadę, zgodnie z którą taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Mając powyższe na uwadze wnosi się o zmianę treści projektowanego art. 4 pkt 13 lit.a).”	
697.	Art. 4 pkt 12	Izba Gospodarcza	Art. 4 pkt 13 lit. a 12) w art. 45 w ust. 1 po pkt 1a dodaje się pkt 1b w brzmieniu:	**Uwaga przyjęta** w części dotyczącej redakcji Przepis przyjmie poniższe brzmienie.

	projektu ustawy (Art. 45 ust. 1 pkt 1b Prawo Energetyczne)	Ciepłownictwo Polskie	„1b) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami odnawialnego źródła energii oraz źródeł ciepła odpadowego, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%;"; Powstaje pytanie , ważne dla obecnej sytuacji ekonomicznej sektora czy 7 % jest właściwą wysokością zwrotu na kapitale? Z czego wynika taka wysokość? Czy czasem nie jest to kopia dotychczasowego podejscia do zwrotu na kapitale z innych obszaró sektora energetycznego? 12) w art. 45 w ust. 1 po pkt 1a dodaje się pkt 1b w brzmieniu: „1b) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania jednostek wytwórczych stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii, w których wytwarzane jest ciepło, oraz instalacji, w których zagospodarowywane jest ciepło odpadowe, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%;"; Propozycja poprawki wynika z konieczności wprowadzenia określeń będących definicjami legalnymi wprowadzonymi w ustawie Prawo energetyczne, w taki sposób, aby przepis nie budził wątpliwości co do zakresu.	*„1b) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania jednostek wytwórczych będących instalacjami odnawialnego źródła energii, w których wytwarzane jest ciepło, oraz instalacji, w których zagospodarowywane jest ciepło odpadowe, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%;"* Zwiększenie stopy zwrotu nie może spotkać się z akceptacją, ze względu na naruszenie interesów odbiorców.
698.	Dodanie art. 45 ust. 1k Ustawa -	PGNIG	Propozycja: Dodanie art. 45 ust. 1k Prawa energetycznego	**Uwaga nieprzyjęta**

	Prawo Energetyczne		**„1k. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się uzasadnione koszty wykonywania przez te przedsiębiorstwa zadań określonych w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii."** <u>Uzasadnienie:</u> Nowelizowana Ustawa nakłada nowe zadania na operatorów sieci gazowych. Zamiarem projektodawcy jest m.in. nałożenie na operatorów sieci gazowych obowiązku przyjmowania od wytwórców biometanu wniosków o wydanie gwarancji pochodzenia i weryfikowania niektórych informacji zawartych w tych wnioskach (art. 121 Ustawy). Zweryfikowane wnioski mają być przekazywane przez operatorów do Prezesa URE, który wydaje wytwórcom gwarancje pochodzenia biometanu. Projektowana nowelizacja Ustawy nie rozstrzyga jednak, kto ma pokrywać koszty realizacji tych zadań operatorów. Czynności tego typu wykraczają poza zakres przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych i ich koszty mogą nie zostać uznane przez Prezesa URE jako koszty uzasadnione prowadzenia tych działalności. Dlatego konieczne jest dodanie przepisu, który stworzy podstawy prawne dla uwzględnienia tych kosztów w kalkulacji taryfy dla usług dystrybucji lub przesyłania paliw gazowych albo wprowadzenie podstawy do naliczania opłaty należnej operatorowi od wytwórcy biometanu za realizację wymaganych czynności w procesie przyjmowania i weryfikacji wniosków o wydanie gwarancji pochodzenia.	Ze względu na obecną praktykę zawartą w przepisach w obszarze gwarancji pochodzenia, nie zakłada się uwzględnienia kosztów związanych z realizacją ww. zadań w taryfach.

699.	Dodanie art. 45 ust. 1k Prawo Energetyczne	**Izba Gospodarcza Gazownictwa/PSG sp. z o.o.**	b) w art. 45 po ust. 1j dodaje się ust. 1k w brzmieniu: „1k. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się uzasadnione koszty wykonywania przez te przedsiębiorstwa zadań określonych w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii” Nowelizowana ustawa o OZE nakłada nowe zadania na operatorów sieci gazowych. Zamiarem projektodawcy jest m.in. nałożenie na operatorów sieci gazowych obowiązku przyjmowania od wytwórców biometanu wniosków o wydanie gwarancji pochodzenia i weryfikowania niektórych informacji zawartych w tych wnioskach (art. 121 tej ustawy). Zweryfikowane wnioski mają być przekazywane przez operatorów do Prezesa URE, który wydaje wytwórcom gwarancje pochodzenia biometanu. Projektowana nowelizacja ustawy nie rozstrzyga jednak kto ma pokrywać koszty realizacji tych zadań operatorów. Czynności tego typu wykraczają poza zakres przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych i ich koszty mogą nie zostać uznane przez Prezesa URE jako koszty uzasadnione prowadzenia tych działalności. Dlatego konieczne jest dodanie przepisu, który stworzy podstawy prawne dla uwzględnienia tych kosztów w kalkulacji taryfy dla usług dystrybucji lub przesyłania paliw gazowych albo wprowadzenie podstawy do naliczania opłaty należnej operatorowi od wytwórcy biometanu za realiza-	**Uwaga nieprzyjęta** Ze względu na obecną praktykę zawartą w przepisach w obszarze gwarancji pochodzenia, nie zakłada się uwzględnienia kosztów związanych z realizacją ww. zadań w taryfach.

			cję wymaganych czynności w procesie przyjmowania i weryfikacji wniosków o wydanie gwarancji pochodzenia.	
700.	Art. 4 pkt 13 lit. a projektu ustawy (Art. 47 ust. 1c Ustawa Prawo Energetyczne)	PGE	1c. Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, które spełnia warunek określony w art. 7b ust. 3 pkt 1 **oraz warunek, że ciepło wytworzone z tego źródła ciepła stanowi w nie mniej niż w 40 % ciepło z odnawialnych źródeł energii,** nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Uzasadnienie: Rekomendujemy, aby wymóg dotyczący ciepła z odnawialnych źródeł energii wytworzonego z danego źródła wynosił nie mniej niż 40%. Rekomendowana wartość odzwierciedla możliwe do osiągnięcia parametry źródła, które miałoby możliwość współpracy w ramach systemu ciepłowniczego – w przypadku przyjęcia wartości wskazanej w projektowanym art. 7b ust. 3 pkt 2 ustawy Prawo energetyczne (60%), przepis ten może w praktyce nie spowodować oczekiwanego efektu.	**Uwaga nieprzyjęta** Dyrektywa RED II wskazuje jednoznacznie na konieczność zwiększania ciepła z OZE. Impuls do budowy źródeł z udziałem co najmniej 60% OZE, jakim będzie zwolnienie z obowiązku zatwierdzania taryfy przez Prezesa URE jest adresowany dla źródeł, które mają większy udział OZE niż 40%.
701.	Art. 4 pkt 13 lit. a projektu ustawy (Art. 47 ust. 1c Ustawa Prawo Energetyczne)	PGNIG	<u>Propozycja:</u> Zmiana art. 47 ust. 1c Prawa Energetycznego *„1c. ~~Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, które spełnia warunek określony w art. 7b ust. 3 pkt 1 i 2, nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.~~*	**Uwaga nieprzyjęta** Dyrektywa RED II wskazuje jednoznacznie na konieczność zwiększania ciepła z OZE. Impuls do budowy źródeł z udziałem co najmniej 60% OZE, jakim będzie zwolnienie z obowiązku zatwierdzania taryfy przez Prezesa URE jest adresowany dla źródeł, które mają większy udział OZE niż 40%. Nie ma znaczenia wcześniejsze prowadzenie działalności koncesjonowanej, bowiem nowe źródło spełniające określone w tym przepisie warunki również nie będzie podlegało obowiązkowi zatwierdzania taryfy dla ciepła.

			Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47 ust.1, ustalanych przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, jeśli spełnione dla danego źródła są łącznie: ***1) warunek określony w art. 7b ust. 3 pkt 1;*** ***2) ciepło wytworzone z tego źródła ciepła stanowi w nie mniej niż w 40 % ciepło z odnawialnych źródeł energii;*** ***3) przedsiębiorstwo energetyczne prowadziło przed dniem rozpoczęcia sprzedaży ciepła ze źródła, o którym mowa w zdaniu wprowadzającym, koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła, które jest dostarczane do sieci ciepłowniczej będącej częścią danego systemu ciepłowniczego****."* <u>Uzasadnienie</u> Zawarty w projekcie pomysł wprowadzenia zwolnienia z obowiązku zatwierdzania taryf przez Prezesa URE dla źródeł do 5 MW należy, co do zasady, poprzeć. Jednocześnie konieczne jest wprowadzenie odpowiednich zmian w propozycji, aby zapewnić równe traktowanie wszystkich podmiotów działających na rynku wytwarzania ciepła, a także zapewnić pewną kontrolę Prezesa URE nad wydarzeniami rynkowymi. W związku z tym, że źródła do 5 MW miałyby być zwolnione z obowiązku zatwierdzania taryfy przez Prezesa URE należy zastanowić się nad rozwiązaniem, zgodnie z którym takie zwolnienie dotyczy-	

			łoby systemów rozproszonych lub systemów pionowo zintegrowanych (w których domyślnie źródła do 5 MW stawiałby operator systemu). Dodatkowo jeżeli w obszarze danego systemu funkcjonuje podmiot trzeci obciążony obowiązkiem taryfowania ciepła wytwarzanego w swoich źródłach, wówczas dla zachowania równego traktowania podmiotów na rynku inne podmioty powinny również podlegać obowiązkowi zatwierdzania taryf dla ciepła przez Prezesa URE. W innym przypadku może dojść do nierównego traktowania jednostek wytwórczych dostarczających ciepło do tej samej sieci. Warto zastanowić się nad potencjalnymi konsekwencjami takiego rozwiązania, mając na uwadze § 17 ust. 1 rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych, który odnosi się do minimalizacji kosztów dostarczania ciepła do odbiorców oraz zasadę, zgodnie z którą taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Warto zwrócić uwagę, że projektowane zwolnienie uwarunkowane jest spełnieniem wymogów określonych w art. 7b ust. 3 pkt 1 i 2 Prawa energetycznego. Sam przepis nie wskazuje natomiast sposobu uznania danego źródła za spełniające wymogi określone w przytoczonym odwołaniu (np. na podstawie audytu, o którym mowa w art. 7b ust 3c Prawa Energetycznego). Nie zostało także rozstrzygnięte czy zwolnienie ma charakter stały czy tymczasowy – okresowo weryfikowany. Z tego względu konieczne wydaje się zawarcie przepisów weryfikujących w latach kolejnych uzyskanie rzeczonych wskaźników na podstawie wykonania za rok poprzedzający ze źródeł zwolnionych z obowiązku wynikającego z	

			art 47 ust. 1 Prawa energetycznego (np. w trybie sprawozdania określonego w art. 7c Prawa energetycznego). Rekomenduje się również, aby wymóg dotyczący ciepła z odnawialnych źródeł energii wytworzonego z danego źródła wynosił nie mniej niż 40%, ponieważ wartość ta bardziej odzwierciedla możliwe do osiągnięcia parametry źródła, które miałoby możliwość współpracy w ramach systemu ciepłowniczego. W celu zapewnienia kontroli Prezesa URE nad omawianym procesem, należy rozważyć wprowadzenie uzyskania zwolnienia w drodze decyzji wydawanej przez Prezesa URE w omawianym zakresie przy spełnieniu określonych warunków. Wdrożenia takich zmian w projektowanym zwolnieniu zapewniłoby zachowanie zasady równego traktowania, a także zabezpieczyłoby poprawne funkcjonowanie wprowadzanej instytucji.	
702.	Art. 4 pkt 13 lit. a projektu ustawy (Art. 47 ust. 1c Ustawa Prawo Energetyczne)	PGNIG TERMIKA	Zmiana art. 4 pkt 13 lit. a) Projektu dodającego ust. 1c w art. 47 ustawy Prawy energetyczne: *„po ust. 1b dodaje się ust. 1c w brzmieniu:* *1c. ~~Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, które spełnia warunek określony w art. 7b ust. 3 pkt 1 i 2, nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.~~* ***Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47 ust.1, ustalanych przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające***	**Uwaga nieprzyjęta** Dyrektywa RED II wskazuje jednoznacznie na konieczność zwiększania ciepła z OZE. Impuls do budowy źródeł z udziałem co najmniej 60% OZE, jakim będzie zwolnienie z obowiązku zatwierdzania taryfy przez Prezesa URE jest adresowany dla źródeł, które mają większy udział OZE niż 40%. Nie ma znaczenia wcześniejsze prowadzenie działalności koncesjonowanej, bowiem nowe źródło spełniające określone w tym przepisie warunki również nie będzie podlegało obowiązkowi zatwierdzania taryfy dla ciepła.

			koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, jeśli spełnione dla danego źródła są łącznie: ***1) warunek określony w art. 7b ust. 3 pkt 1;*** ***2) ciepło wytworzone z tego źródła ciepła stanowi w nie mniej niż w 40 % ciepło z odnawialnych źródeł energii;*** ***3) przedsiębiorstwo energetyczne prowadziło przed dniem rozpoczęcia sprzedaży ciepła ze źródła, o którym mowa w zdaniu wprowadzającym, koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła, które jest dostarczane do sieci ciepłowniczej będącej częścią danego systemu ciepłowniczego****.";* Uzasadnienie Zawarty w Projekcie pomysł wprowadzenia zwolnienia z obowiązku zatwierdzania taryf przez Prezesa URE dla źródeł do 5 MW należy, co do zasady, poprzeć. Jednocześnie konieczne jest wprowadzenie odpowiednich zmian w propozycji, aby zapewnić równe traktowanie wszystkich podmiotów działających na rynku wytwarzania ciepła, a także zapewnić pewną kontrolę Prezesa URE nad wydarzeniami rynkowymi. W związku z tym , że źródła do 5 MW miałyby być zwolnione z obowiązku zatwierdzania taryfy przez Prezesa URE należy zastanowić się nad rozwiązaniem, zgodnie z którym takie zwolnienie dotyczyłoby systemów rozproszonych lub systemów pionowo zintegrowanych (w których domyślnie źródła do 5 MW stawiałby operator systemu). Dodatkowo jeżeli w obszarze danego systemu funkcjonuje podmiot trzeci obciążony obowiązkiem taryfowania ciepła wytwarzanego w swoich źródłach, wówczas	

			dla zachowania równego traktowania podmiotów na rynku inne podmioty powinny również podlegać obowiązkowi zatwierdzania taryf dla ciepła przez Prezesa URE. W innym przypadku może dojść do nierównego traktowania jednostek wytwórczych dostarczających ciepło do tej samej sieci. Warto zastanowić się nad potencjalnymi konsekwencjami takiego rozwiązania, mając na uwadze § 17 ust. 1 rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych[37], który odnosi się do minimalizacji kosztów dostarczania ciepła do odbiorców oraz zasadę, zgodnie z którą taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Warto zwrócić uwagę, że projektowane zwolnienie uwarunkowane jest spełnieniem wymogów określonych w art.7b ust.3 pkt 1 i 2 ustawy Prawo energetyczne. Sam przepis nie wskazuje natomiast sposobu uznania danego źródła za spełniające wymogi określone w przytoczonym odwołaniu (np. na podstawie audytu, o którym mowa w art. 7b ust 3c ustawy Prawo energetyczne). Nie zostało także rozstrzygnięte czy zwolnienie ma charakter stały czy tymczasowy – okresowo weryfikowany. Z tego względu konieczne wydaje się zawarcie przepisów weryfikujących w latach kolejnych uzyskanie rzeczonych wskaźników na podstawie wykonania za rok poprzedzający ze źródeł zwolnionych z obowiązku wynikającego z art 47 ust.1 ustawy Prawo energetyczne (np. w trybie sprawozdania określonego w art. 7c ustawy Prawo energetyczne). Rekomenduje się również, aby wymóg dotyczący ciepła z odnawialnych	

[37] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych, Dz.U. z 2007 r.,16.92, z późn. zm.

			źródeł energii wytworzonego z danego źródła wynosił nie mniej niż 40%, ponieważ wartość ta bardziej odzwierciedla możliwe do osiągnięcia parametry źródła, które miałoby możliwość współpracy w ramach systemu ciepłowniczego. W celu zapewnienia kontroli Prezesa URE nad omawianym procesem, należy rozważyć wprowadzenie uzyskania zwolnienia w drodze decyzji wydawanej przez Prezesa URE w omawianym zakresie przy spełnieniu określonych warunków. Wdrożenia takich zmian w projektowanym zwolnieniu zapewniłoby zachowanie zasady równego traktowania, a także zabezpieczyłoby poprawne funkcjonowanie wprowadzanej instytucji.	
703.	Zmiana art. 47 ust. 2f Prawo Energetyczne	PGE	Proponujemy zmiany w art. 47 ust. 4f 2f. Planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła dla jednostek kogeneracji, oblicza się przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego ustalanego przez Prezesa URE zgodnie z metodologią określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 i średnich cen sprzedaży ciepła, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. e. W odniesieniu do ciepła wytworzonego w instalacjach termicznego przekształcania odpadów, przyjmuje się średnią cenę ciepła wskazaną w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. **e** tiret czwarte. Uzasadnienie: Proponowana zmiana ma być jednym z elementów umożliwiających wprowadzenie mechanizmu wydzielenia komponentu kosztów zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych ze średniej ceny sprzedaży ciepła w jednostkach	**Uwaga nieprzyjęta** Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji. Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla.

			wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji i ustalania ich indywidualnie w oparciu o średnią cenę uprawnień z określonej liczby ostatnich notowań z właściwej giełdy. Rozwiązanie to pozwoli jednostkom kogeneracji stosującym uproszczoną metodę kalkulacji taryfy na większe nadążanie za zmianami cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, które stanowią istotny element kosztowy. Dodatkowo, aby mechanizm mógł zostać w pełni wprowadzony, niezbędne jest również odpowiednie dostosowanie przepisów rozporządzenia taryfowego dla ciepła.	
704.	Zmiana art. 47 ust. 2f	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** aa) w art. 47 ust. 2f otrzymuje następujące brzmienie: „2f. Planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła dla jednostek kogeneracji, oblicza się przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego ustalanego przez Prezesa URE zgodnie z metodologią określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 i średnich cen sprzedaży ciepła, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. e. W odniesieniu do ciepła wytworzonego w instalacjach termicznego przekształcania odpadów, przyjmuje się średnią cenę ciepła wskazaną w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. e tiret czwarte.”; **Uzasadnienie:** „Proponowana zmiana ma być jednym z elementów umożliwiających wprowadzenia mechanizmu wydzielenia komponentu kosztów zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych ze średniej ceny sprzedaży ciepła w jednostkach	**Uwaga nieprzyjęta** Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji. Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla.

			wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji i ustalania ich indywidualnie w oparciu o średnią cenę uprawnień z określonej liczby ostatnich notowań z właściwej giełdy. Rozwiązanie to pozwoli jednostkom kogeneracji stosującym uproszczoną metodę kalkulacji taryfy na większe nadążanie za zmianami cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, które stanowią istotny element kosztowy. Dodatkowo, aby mechanizm mógł zostać w pełni wprowadzony, niezbędne jest również odpowiednie dostosowanie przepisów rozporządzenia taryfowego dla ciepła.	
705.	Zmiana art. 47 ust. 2f	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	aa) w art. 47 ust. 2f otrzymuje następujące brzmienie: „2f. Planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła dla jednostek kogeneracji, oblicza się przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego ustalanego przez Prezesa URE zgodnie z metodologią określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 i średnich cen sprzedaży ciepła, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. e. W odniesieniu do ciepła wytworzonego w instalacjach termicznego przekształcania odpadów, przyjmuje się średnią cenę ciepła wskazaną w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. e tiret czwarte.”; Proponowana zmiana ma być jednym z elementów umożliwiających wprowadzenia mechanizmu wydzielenia komponentu kosztów zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych ze średniej ceny sprzedaży ciepła w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji i ustalania ich indywidualnie w oparciu o średnią cenę uprawnień z określonej liczby ostatnich	**Uwaga nieprzyjęta** Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji. Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla.

			notowań z właściwej giełdy. Rozwiązanie to pozwoli jednostkom kogeneracji stosującym uproszczoną metodę kalkulacji taryfy na większe nadążanie za zmianami cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, które stanowią istotny element kosztowy. Dodatkowo, aby mechanizm mógł zostać w pełni wprowadzony, niezbędne jest również odpowiednie dostosowanie przepisów rozporządzenia taryfowego dla ciepła.	
706.	Art. 4 pkt 13 lit. b projektu ustawy (Art. 47 ust. 2f[1] Prawo Energetyczne)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** „2f1. Przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f, opracowując taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6.”; **Uzasadnienie:** W obecnym stanie prawnym planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła dla jednostek kogeneracji ustalane są wyłącznie według metodologii uproszczonej, o której mowa w art. 47 ust. 2f ustawy Prawo energetycznej, przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego oraz średnich cen sprzedaży ciepła. W teorii, przynajmniej na poziomie rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, istnieje możliwość kalkulowania taryfy według metodologii opartej na kosztach uzasadnionych, alternatywnie do metodologii uproszczonej. Jednak w swojej praktyce	**Uwaga nieprzyjęta** Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji. Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla.

			decyzyjnej Prezes URE w odniesieniu do jednostek kogeneracji umożliwia jedynie stosowanie metodologii uproszczonej. Podejście Prezes URE wynika z literalnej interpretacji brzmienia art. 47 ust. 2f ustawy Prawo energetyczne. Jedną z generalnych zasad metodologii uproszczonej jest ograniczenie od góry poziomu ceny ciepła z jednostek kogeneracyjnych do poziomu ceny referencyjnej. Zatem wobec zastosowania metody uproszczonej nie ma możliwości uzyskania ceny wyższej w tych jednostkach, niż cena określona przez iloczyn średniej ceny sprzedaży ciepła, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy Prawo energetyczne, wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, w których zużywane jest tego samego rodzaju paliwo jak w danej jednostce kogeneracji oraz odpowiedniego wskaźnika referencyjnego. Zaproponowana w Projekcie zmiana eliminuje w części istniejące ograniczenia stosowania metody uproszczonej dla jednostek kogeneracyjnych. Zaproponowano fakultatywną możliwość kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła wytworzonego w jednostkach kogeneracyjnych poprzez możliwość opracowania taryfy w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 ustawy Prawo energetyczne. Jednakże zakres wykorzystania tej możliwości został ograniczony wyłącznie do jednego razu. Przedsiębiorstwo energetyczne może podjąć jednorazową decyzję o przejściu z metody uproszczonej na kosztową bez możliwości zastosowania metody uproszczonej w latach następujących po dokonaniu ewentualnej	

			zmiany metodologii kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych. Transformacja energetyczna w ciepłownictwie wiąże się ze znacznymi wyzwaniami i koniecznością podejmowania wielu decyzji inwestycyjnych. Wobec znacznej zmienności otoczenia makroekonomicznego, powinna zostać zachowana elastyczność w zakresie wyboru metodologii kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych. Pozwoli to przedsiębiorstwom energetycznym na dynamiczne reagowanie na zewnętrzne czynniki i chociażby przez możliwości taryfowania ciepła w jednostkach kogeneracyjnych według wybranego sposobu kalkulacji, stworzy obszar do ewentualnego optymalizowania działań inwestycyjnych i operacyjnych. Metoda uproszczona poza wadą w zakresie znacznej inercji przenoszenia kosztów prowadzenia działalności z poziomu ciepłowni na poziom jednostek kogeneracyjnych, ma także pewne atuty, których brak metodzie kosztowej. Zastosowanie metody uproszczonej umożliwia sprawne procedowanie postępowania zatwierdzającego taryfę dla ciepła przed Prezesem URE. Ze względu na swoją konstrukcję, wszelkie kalkulacje przeprowadzane są bardziej efektywnie a sama weryfikacja po stronie regulatora przebiega sprawniej. W sytuacji wprowadzania do eksploatacji nowych jednostek kogeneracyjnych, zastosowanie metody opartej na benchmarku jest także bardziej efektywne. W sytuacji oddania nowej jednostki nie są znane jeszcze koszty prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania ciepła w tej jednostce. Zatem stworzenie rzetelnego planu kosztów i dodatkowo uwzględnienie wpływu nowej jednostki na poziomie	

			kluczy podziałów w istniejącym źródle składającym się z wielu różnych jednostek wytwórczych, obarczone może być znacznym poziomem niepewności, co do zasadności przyjętych założeń. Natomiast metoda uproszczona pozwala na bardziej swobodne określenie ceny z takiej nowej jednostki kogeneracyjnej, przy ograniczeniu zastosowania możliwego poziomu owej ceny na poziomie ceny benchmarkowej. Metoda kosztowa kalkulacji taryf dla ciepła natomiast sprawdziłaby się w sytuacji znacznych i nagłych zawirowań makroekonomicznych, które wpływają na ciepłownictwo w danej chwili, a metoda uproszczona przez zastosowaną konstrukcję, w tym zwłaszcza mechanizm przenoszenia kosztów związanych z prowadzeniem działalności ciepłowniczej, nie jest w stanie efektywnie tych rynkowych zmian przenieść w tym samym momencie poprzez cenę benchmarkową, jak to miało miejsce m.in. w przypadku znacznych wzrostów notowań uprawnień do emisji w latach minionych. Równocześnie należy tu podkreślić, że taryfa dla ciepła przedsiębiorstwa energetycznego niezależnie od przyjętego sposobu kalkulacji podlega pod weryfikację wynikającą z aktów prawa. W metodzie uproszczonej cena ciepła nie może przekraczać pewnej średniej ceny rynkowej (ceny benchmarkowej), natomiast w metodzie kosztowej cena ciepła musi mieć odzwierciedlenie w kosztach uzasadnionych. Jak wskazano, obie metody posiadają swoje wady i zalety. To do przedsiębiorstw energetycznych powinna należeć decyzja o wyborze stosowanej metody. Skoro ustawodawca przewidział istnienie dwóch metod kalkulacji taryf, przedsiębiorstwa	

			energetyczne powinny być wolne, aby działając zgodnie ze swoim interesem i założeniami inwestycyjnymi, stosować adekwatną dla danej sytuacji metodę. Proponowane rozwiązanie de facto pozbawia przedsiębiorstwa takiej możliwości. Umożliwia ono jednorazowy, bardzo ryzykowny, wybór taryfy opartej na kosztach uzasadnionych. Takie rozwiązanie sprzeciwia się zasadzie swobody działalności gospodarczej, a także nie odpowiada na dynamicznie zmieniające się potrzeby rynku ciepłowniczego. O ile samo umożliwienie stosowania metody kalkulacji opartej na kosztach uzasadnionych należy uznać na bardzo korzystne, o tyle jej ograniczenia do jednego razu jest zbędne i nie znajduje uzasadnienia. Mając powyższe na uwadze, wnosimy o zmianę projektowanego przepisu polegającą na wprowadzeniu możliwości zastosowania metody kosztowej w kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych, przy równoczesnym utrzymaniu możliwości wyboru metody uproszczonej.	
707.	Art. 4 pkt 13 lit. b projektu ustawy (Art. 47 ust. 2f[1] Prawo Energetyczne)	PGE	2f[1]. Przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f, opracowując taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6, ~~**pod warunkiem braku możliwości kształtowania cen i stawek opłat przy zastosowania wskaźnika referencyjnego i średnich cen sprzedaży ciepła w przyszłości.**~~”;	**Uwaga nieprzyjęta** Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji. Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla.

			Uzasadnienie: Doceniamy wprowadzenie prawnej możliwości w odniesieniu do jednostki kogeneracji przechodzenia z taryfy uproszczonej do taryfy kosztowej, niemniej jednak, w naszej ocenie, możliwość taka nie powinna być tylko jednokierunkowa, ale, biorąc pod uwagę planowane znaczne inwestycje związane z przeprowadzeniem skutecznej transformacji energetycznej oraz zmienność otoczenia makroekonomicznego, powinna zostać zachowana elastyczność w tym zakresie	
708.	Art. 4 pkt 13 lit. b projektu ustawy (Art. 47 ust. 2f[1] Prawo Energetyczne)	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	Art. 4 pkt 13 lit. b „2f1. Przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f, opracowując taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6, pod warunkiem braku możliwości kształtowania cen i stawek opłat przy zastosowania wskaźnika referencyjnego i średnich cen sprzedaży ciepła w przyszłości.”; Proponowane brzmienie przepisu: „2f1. Przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f, opracowując taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6.”;	**Uwaga nieprzyjęta** Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji. Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla.

			Doceniamy wprowadzenie prawnej możliwości w odniesieniu do jednostki kogeneracji przechodzenia z taryfy uproszczonej do taryfy kosztowej, niemniej jednak, w naszej ocenie, możliwość taka nie powinna być tylko jednokierunkowa, ale, biorąc pod uwagę planowane znaczne inwestycje związane z przeprowadzeniem skutecznej transformacji energetycznej oraz zmienność otoczenia makroekonomicznego, powinna zostać zachowana elastyczność w tym zakresie.	
709.	Art. 4 pkt 13 lit. b projektu ustawy (Art. 47 ust. 2f[1] Prawo Energetyczne)	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** 2f1. Przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f, opracowując taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6. **Uzasadnienie:** W obecnym stanie prawnym planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła dla jednostek kogeneracji ustalane są wyłącznie według metodologii uproszczonej, o której mowa w art. 47 ust. 2f ustawy Prawo energetycznej, przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego oraz średnich cen sprzedaży ciepła. W teorii, przynajmniej na poziomie rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, istnieje możliwość kalkulowania taryfy według metodologii opartej na kosztach uzasadnionych, alternatywnie do	**Uwaga nieprzyjęta** Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji. Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla.

			metodologii uproszczonej. Jednak w swojej praktyce decyzyjnej Prezes URE w odniesieniu do jednostek kogeneracji umożliwia jedynie stosowanie metodologii uproszczonej. Podejście Prezes URE wynika z literalnej interpretacji brzmienia art. 47 ust. 2f ustawy Prawo energetyczne. Jedną z generalnych zasad metodologii uproszczonej jest ograniczenie od góry poziomu ceny ciepła z jednostek kogeneracyjnych do poziomu ceny referencyjnej. Zatem wobec zastosowania metody uproszczonej nie ma możliwości uzyskania ceny wyższej w tych jednostkach, niż cena określona przez iloczyn średniej ceny sprzedaży ciepła, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy Prawo energetyczne, wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, w których zużywane jest tego samego rodzaju paliwo jak w danej jednostce kogeneracji oraz odpowiedniego wskaźnika referencyjnego. Zaproponowana w Projekcie zmiana eliminuje w części istniejące ograniczenia stosowania metody uproszczonej dla jednostek kogeneracyjnych. Zaproponowano fakultatywną możliwość kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła wytworzonego w jednostkach kogeneracyjnych poprzez możliwość opracowania taryfy w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 ustawy Prawo energetyczne. Jednakże zakres wykorzystania tej możliwości został ograniczony wyłącznie do jednego razu. Przedsiębiorstwo energetyczne może podjąć jednorazową decyzję o przejściu z metody uproszczonej na kosztową bez możliwości zastosowania metody uproszczonej w	

			latach następujących po dokonaniu ewentualnej zmiany metodologii kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych. Transformacja energetyczna w ciepłownictwie wiąże się ze znacznymi wyzwaniami i koniecznością podejmowania wielu decyzji inwestycyjnych. Wobec znacznej zmienności otoczenia makroekonomicznego, powinna zostać zachowana elastyczność w zakresie wyboru metodologii kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych. Pozwoli to przedsiębiorstwom energetycznym na dynamiczne reagowanie na zewnętrzne czynniki i chociażby przez możliwości taryfowania ciepła w jednostkach kogeneracyjnych według wybranego sposobu kalkulacji, stworzy obszar do ewentualnego optymalizowania działań inwestycyjnych i operacyjnych. Metoda uproszczona poza wadą w zakresie znacznej inercji przenoszenia kosztów prowadzenia działalności z poziomu ciepłowni na poziom jednostek kogeneracyjnych, ma także pewne atuty, których brak metodzie kosztowej. Zastosowanie metody uproszczonej umożliwia sprawne procedowanie postępowania zatwierdzającego taryfę dla ciepła przed Prezesem URE. Ze względu na swoją konstrukcję, wszelkie kalkulacje przeprowadzane są bardziej efektywnie a sama weryfikacja po stronie regulatora przebiega sprawniej. W sytuacji wprowadzania do eksploatacji nowych jednostek kogeneracyjnych, zastosowanie metody opartej na benchmarku jest także bardziej efektywne. W sytuacji oddania nowej jednostki nie są znane jeszcze koszty prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania ciepła w tej jednostce. Zatem stworzenie rzetelnego planu kosztów i dodatkowo	

			uwzględnienie wpływu nowej jednostki na poziomie kluczy podziałów w istniejącym źródle składającym się z wielu różnych jednostek wytwórczych, obarczone może być znacznym poziomem niepewności, co do zasadności przyjętych założeń. Natomiast metoda uproszczona pozwala na bardziej swobodne określenie ceny z takiej nowej jednostki kogeneracyjnej, przy ograniczeniu zastosowania możliwego poziomu owej ceny na poziomie ceny benchmarkowej. Metoda kosztowa kalkulacji taryf dla ciepła natomiast sprawdziłaby się w sytuacji znacznych i nagłych zawirowań makroekonomicznych, które wpływają na ciepłownictwo w danej chwili, a metoda uproszczona przez zastosowaną konstrukcję, w tym zwłaszcza mechanizm przenoszenia kosztów związanych z prowadzeniem działalności ciepłowniczej, nie jest w stanie efektywnie tych rynkowych zmian przenieść w tym samym momencie poprzez cenę benchmarkową, jak to miało miejsce m.in. w przypadku znacznych wzrostów notowań uprawnień do emisji w latach minionych. Równocześnie należy tu podkreślić, że taryfa dla ciepła przedsiębiorstwa energetycznego niezależnie od przyjętego sposobu kalkulacji podlega pod weryfikację wynikającą z aktów prawa. W metodzie uproszczonej cena ciepła nie może przekraczać pewnej średniej ceny rynkowej (ceny benchmarkowej), natomiast w metodzie kosztowej cena ciepła musi mieć odzwierciedlenie w kosztach uzasadnionych. Jak wskazano, obie metody posiadają swoje wady i zalety. To do przedsiębiorstw energetycznych powinna należeć decyzja o wyborze stosowanej metody. Skoro ustawodawca przewidział istnienie	

			dwóch metod kalkulacji taryf, przedsiębiorstwa energetyczne powinny być wolne, aby działając zgodnie ze swoim interesem i założeniami inwestycyjnymi, stosować adekwatną dla danej sytuacji metodę. Proponowane rozwiązanie de facto pozbawia przedsiębiorstwa takiej możliwości. Umożliwia ono jednorazowy, bardzo ryzykowny, wybór taryfy opartej na kosztach uzasadnionych. Takie rozwiązanie sprzeciwia się zasadzie swobody działalności gospodarczej, a także nie odpowiada na dynamicznie zmieniające się potrzeby rynku ciepłowniczego. O ile samo umożliwienie stosowania metody kalkulacji opartej na kosztach uzasadnionych należy uznać na bardzo korzystne, o tyle jej ograniczenia do jednego razu jest zbędne i nie znajduje uzasadnienia. Mając powyższe na uwadze, wnosimy o zmianę projektowanego przepisu polegającą na wprowadzeniu możliwości zastosowania metody kosztowej w kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych, przy równoczesnym utrzymaniu możliwości wyboru metody uproszczonej.	
710.	Art. 4 pkt 13 lit. b projektu ustawy (Art. 47 ust. 2f [1] Prawo Energetyczne)	PGNIG	<u>Propozycja:</u> Zmiana art. 47 ust. 2f[1] Prawa Energetycznego *„2f[1]. Przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f, opracowując taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6, ~~pod warunkiem braku~~*	**Uwaga nieprzyjęta** Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji. Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla.

			~~*możliwości kształtowania cen i stawek opłat przy zastosowania wskaźnika referencyjnego i średnich cen sprzedaży ciepła w przyszłości*~~*.";* <u>Uzasadnienie</u> Zmiana ma na celu usunięcie warunku, że przejście na taryfy kosztowe dla jednostek kogeneracji może nastąpić tylko jednorazowo. W obecnym stanie prawnym planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła dla jednostek kogeneracji ustalane są wyłącznie według metodologii uproszczonej, o której mowa w art. 47 ust. 2f Prawa energetycznego, przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego oraz średnich cen sprzedaży ciepła. Na poziomie rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło[38] istnieje teoretyczna możliwość kalkulowania taryfy według metodologii opartej na kosztach uzasadnionych, alternatywnie do metodologii uproszczonej. Jednak w swojej praktyce decyzyjnej Prezes URE w odniesieniu do jednostek kogeneracji umożliwia jedynie stosowanie metodologii uproszczonej. Podejście Prezes URE wynika z literalnej interpretacji brzmienia art. 47 ust. 2f Prawa energetycznego. Jedną z generalnych zasad metodologii uproszczonej jest ograniczenie od góry poziomu ceny ciepła z jednostek kogeneracyjnych do poziomu ceny referencyjnej. Zatem wobec zastosowania metody uproszczonej nie ma możliwości uzyskania ceny wyższej w	

[38] Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, Dz.U. z 2020 r., poz. 718 z późn. zm.

			tych jednostkach, niż cena określona przez iloczyn średniej ceny sprzedaży ciepła, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c Prawa energetycznego, wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, w których zużywane jest tego samego rodzaju paliwo jak w danej jednostce kogeneracji oraz odpowiedniego wskaźnika referencyjnego. Zaproponowana zmiana eliminuje w części istniejące ograniczenia stosowania metody uproszczonej dla jednostek kogeneracyjnych. Zaproponowano fakultatywną możliwość kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła wytworzonego w jednostkach kogeneracyjnych poprzez możliwość opracowania taryfy w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 Prawa energetycznego. Jednakże zakres wykorzystania tej możliwości został ograniczony wyłącznie do jednego razu. Przedsiębiorstwo energetyczne może podjąć jednorazową decyzję o przejściu z metody uproszczonej na kosztową bez możliwości zastosowania metody uproszczonej w latach następujących po dokonaniu ewentualnej zmiany metodologii kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych. Transformacja energetyczna w ciepłownictwie wiąże się ze znacznymi wyzwaniami i koniecznością podejmowania wielu decyzji inwestycyjnych. Wobec znacznej zmienności otoczenia makroekonomicznego, powinna zostać zachowana elastyczność w zakresie wyboru metodologii kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych. Pozwoli to przedsiębiorstwom energetycznym na dynamiczne	

			reagowanie na zewnętrzne czynniki i chociażby przez możliwości taryfowania ciepła w jednostkach kogeneracyjnych według wybranego sposobu kalkulacji, stworzy obszar do ewentualnego optymalizowania działań inwestycyjnych i operacyjnych. Metoda uproszczona poza wadą w zakresie znacznej inercji przenoszenia kosztów prowadzenia działalności z poziomu ciepłowni na poziom jednostek kogeneracyjnych, ma także pewne atuty, których brak metodzie kosztowej. Zastosowanie metody uproszczonej umożliwia sprawne procedowanie postępowania zatwierdzającego taryfę dla ciepła przed Prezesem URE. Ze względu na swoją konstrukcję, wszelkie kalkulacje przeprowadzane są bardziej efektywnie, a sama weryfikacja po stronie regulatora przebiega sprawniej. W sytuacji wprowadzania do eksploatacji nowych jednostek kogeneracyjnych, zastosowanie metody opartej na benchmarku jest także bardziej efektywne. W sytuacji oddania nowej jednostki nie są znane jeszcze koszty prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania ciepła w tej jednostce. Stworzenie rzetelnego planu kosztów i dodatkowo uwzględnienie wpływu nowej jednostki na poziomie kluczy podziałów w istniejącym źródle składającym się z wielu różnych jednostek wytwórczych, obarczone może być znacznym poziomem niepewności co do zasadności przyjętych założeń. Natomiast metoda uproszczona pozwala na bardziej swobodne określenie ceny z takiej nowej jednostki kogeneracyjnej, przy ograniczeniu zastosowania możliwego poziomu owej ceny na poziomie ceny benchmarkowej.	

			Metoda kosztowa kalkulacji taryf dla ciepła natomiast sprawdziłaby się w sytuacji znacznych i nagłych zawirowań makroekonomicznych, które wpływają na ciepłownictwo w danej chwili, a metoda uproszczona przez zastosowaną konstrukcję, w tym zwłaszcza mechanizm przenoszenia kosztów związanych z prowadzeniem działalności ciepłowniczej, nie jest w stanie efektywnie tych rynkowych zmian przenieść w tym samym momencie poprzez cenę benchmarkową, jak to miało miejsce m.in. w przypadku znacznych wzrostów notowań uprawnień do emisji w latach minionych. Równocześnie należy tu podkreślić, że taryfa dla ciepła przedsiębiorstwa energetycznego niezależnie od przyjętego sposobu kalkulacji podlega pod weryfikację wynikającą z aktów prawa. W metodzie uproszczonej cena ciepła nie może przekraczać pewnej średniej ceny rynkowej (ceny benchmarkowej), natomiast w metodzie kosztowej cena ciepła musi mieć odzwierciedlenie w kosztach uzasadnionych. To do przedsiębiorstw energetycznych powinna należeć decyzja o wyborze stosowanej metody. Skoro ustawodawca przewidział istnienie dwóch metod kalkulacji taryf, przedsiębiorstwa energetyczne powinny być wolne, aby działając zgodnie ze swoim interesem i założeniami inwestycyjnymi, stosować adekwatną dla danej sytuacji metodę. Proponowane rozwiązanie de facto pozbawia przedsiębiorstwa takiej możliwości. Umożliwia ono jednorazowy, bardzo ryzykowny, wybór taryfy opartej na kosztach uzasadnionych. Takie rozwiązanie sprzeciwia się zasadzie swobody działalności gospodarczej, a także	

			nie odpowiada na dynamicznie zmieniające się potrzeby rynku ciepłowniczego. O ile samo umożliwienie stosowania metody kalkulacji opartej na kosztach uzasadnionych należy uznać za bardzo korzystne, o tyle jej ograniczenia do jednego razu jest zbędne i nie znajduje uzasadnienia. Mając powyższe na uwadze, wnosimy o zmianę projektowanego przepisu polegającą na wprowadzeniu możliwości zastosowania metody kosztowej w kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych, przy równoczesnym utrzymaniu możliwości wyboru metody uproszczonej.	
711.	Art. 4 pkt 13 lit. b projektu ustawy (Art. 47 ust. 2f[1] Prawo Energetyczne)	PGNIG TERMIKA	*po ust. 2f dodaje się ust. 2f[1] w brzmieniu:* *„2f[1]. Przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f, opracowując taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6, ~~pod warunkiem braku możliwości kształtowania cen i stawek opłat przy zastosowania wskaźnika referencyjnego i średnich cen sprzedaży ciepła w przyszłości~~.”;* Uzasadnienie: Zmiana ma na celu usunięcie warunku, że przejście na taryfy kosztowe dla jednostek kogeneracji może nastąpić tylko jednorazowo. W obecnym stanie prawnym planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła dla jednostek kogeneracji ustalane są wyłącznie według metodologii uproszczonej, o której mowa w art. 47 ust. 2f ustawy Prawo energetycznej, przy zastosowaniu wskaźnika	**Uwaga nieprzyjęta** Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji. Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla.

			referencyjnego oraz średnich cen sprzedaży ciepła. W teorii, przynajmniej na poziomie rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło[39], istnieje możliwość kalkulowania taryfy według metodologii opartej na kosztach uzasadnionych, alternatywnie do metodologii uproszczonej. Jednak w swojej praktyce decyzyjnej Prezes URE w odniesieniu do jednostek kogeneracji umożliwia jedynie stosowanie metodologii uproszczonej. Podejście Prezes URE wynika z literalnej interpretacji brzmienia art. 47 ust. 2f ustawy Prawo energetyczne. Jedną z generalnych zasad metodologii uproszczonej jest ograniczenie od góry poziomu ceny ciepła z jednostek kogeneracyjnych do poziomu ceny referencyjnej. Zatem wobec zastosowania metody uproszczonej nie ma możliwości uzyskania ceny wyższej w tych jednostkach, niż cena określona przez iloczyn średniej ceny sprzedaży ciepła, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy Prawo energetyczne, wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, w których zużywane jest tego samego rodzaju paliwo jak w danej jednostce kogeneracji oraz odpowiedniego wskaźnika referencyjnego. Zaproponowana w Projekcie zmiana eliminuje w części istniejące ograniczenia stosowania metody uproszczonej dla jednostek kogeneracyjnych. Zaproponowano fakultatywną możliwość kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła wytworzonego w jednostkach kogeneracyjnych poprzez możliwość	

[39] Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, Dz.U. z 2020 r., poz. 718 z późn. zm.

			opracowania taryfy w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 ustawy Prawo energetyczne. Jednakże zakres wykorzystania tej możliwości został ograniczony wyłącznie do jednego razu. Przedsiębiorstwo energetyczne może podjąć jednorazową decyzję o przejściu z metody uproszczonej na kosztową bez możliwości zastosowania metody uproszczonej w latach następujących po dokonaniu ewentualnej zmiany metodologii kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych. Transformacja energetyczna w ciepłownictwie wiąże się ze znacznymi wyzwaniami i koniecznością podejmowania wielu decyzji inwestycyjnych. Wobec znacznej zmienności otoczenia makroekonomicznego, powinna zostać zachowana elastyczność w zakresie wyboru metodologii kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych. Pozwoli to przedsiębiorstwom energetycznym na dynamiczne reagowanie na zewnętrzne czynniki i chociażby przez możliwości taryfowania ciepła w jednostkach kogeneracyjnych według wybranego sposobu kalkulacji, stworzy obszar do ewentualnego optymalizowania działań inwestycyjnych i operacyjnych. Metoda uproszczona poza wadą w zakresie znacznej inercji przenoszenia kosztów prowadzenia działalności z poziomu ciepłowni na poziom jednostek kogeneracyjnych, ma także pewne atuty, których brak metodzie kosztowej. Zastosowanie metody uproszczonej umożliwia sprawne procedowanie postępowania zatwierdzającego taryfę dla ciepła przed Prezesem URE. Ze względu na swoją konstrukcję,	

			wszelkie kalkulacje przeprowadzane są bardziej efektywnie a sama weryfikacja po stronie regulatora przebiega sprawniej. W sytuacji wprowadzania do eksploatacji nowych jednostek kogeneracyjnych, zastosowanie metody opartej na benchmarku jest także bardziej efektywne. W sytuacji oddania nowej jednostki nie są znane jeszcze koszty prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania ciepła w tej jednostce. Zatem stworzenie rzetelnego planu kosztów i dodatkowo uwzględnienie wpływu nowej jednostki na poziomie kluczy podziałów w istniejącym źródle składającym się z wielu różnych jednostek wytwórczych, obarczone może być znacznym poziomem niepewności, co do zasadności przyjętych założeń. Natomiast metoda uproszczona pozwala na bardziej swobodne określenie ceny z takiej nowej jednostki kogeneracyjnej, przy ograniczeniu zastosowania możliwego poziomu owej ceny na poziomie ceny benchmarkowej. Metoda kosztowa kalkulacji taryf dla ciepła natomiast sprawdziłaby się w sytuacji znacznych i nagłych zawirowań makroekonomicznych, które wpływają na ciepłownictwo w danej chwili, a metoda uproszczona przez zastosowaną konstrukcję, w tym zwłaszcza mechanizm przenoszenia kosztów związanych z prowadzeniem działalności ciepłowniczej, nie jest w stanie efektywnie tych rynkowych zmian przenieść w tym samym momencie poprzez cenę benchmarkową, jak to miało miejsce m.in. w przypadku znacznych wzrostów notowań uprawnień do emisji w latach minionych. Równocześnie należy tu podkreślić, że taryfa dla ciepła przedsiębiorstwa energetycznego niezależnie od przyjętego sposobu kalkulacji podlega pod weryfikację wynikającą z aktów prawa. W metodzie uproszczonej cena ciepła nie	

			może przekraczać pewnej średniej ceny rynkowej (ceny benchmarkowej), natomiast w metodzie kosztowej cena ciepła musi mieć odzwierciedlenie w kosztach uzasadnionych. Jak wskazano, obie metody posiadają swoje wady i zalety. To do przedsiębiorstw energetycznych powinna należeć decyzja o wyborze stosowanej metody. Skoro ustawodawca przewidział istnienie dwóch metod kalkulacji taryf, przedsiębiorstwa energetyczne powinny być wolne, aby działając zgodnie ze swoim interesem i założeniami inwestycyjnymi, stosować adekwatną dla danej sytuacji metodę. Proponowane rozwiązanie de facto pozbawia przedsiębiorstwa takiej możliwości. Umożliwia ono jednorazowy, bardzo ryzykowny, wybór taryfy opartej na kosztach uzasadnionych. Takie rozwiązanie sprzeciwia się zasadzie swobody działalności gospodarczej, a także nie odpowiada na dynamicznie zmieniające się potrzeby rynku ciepłowniczego. O ile samo umożliwienie stosowania metody kalkulacji opartej na kosztach uzasadnionych należy uznać na bardzo korzystne, o tyle jej ograniczenia do jednego razu jest zbędne i nie znajduje uzasadnienia. Mając powyższe na uwadze, wnosimy o zmianę projektowanego przepisu polegającą na wprowadzeniu możliwości zastosowania metody kosztowej w kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych, przy równoczesnym utrzymaniu możliwości wyboru metody uproszczonej.	
712.	Art. 1 pkt. 41 projektu ustawy	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	13) w art. 47: a) po ust. 1b dodaje się ust. 1c w brzmieniu: „1c. Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy	**Uwaga nieprzyjęta** Przepis wdraża dyrektywę RED II, która wskazuje jednoznacznie na konieczność zwiększania ciepła z OZE. Impuls do budowy źródeł z udziałem co najmniej 60% OZE, jakim będzie zwolnienie z obowiązku

	(art. 47 Prawo Energetyczne)		zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, które spełnia warunek określony w art. 7b ust. 3 pkt 1 i 2, nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.”, Biorąc pod uwagę generalnie oczekiwane zliberalizowanie działalności wytwórczej w obszarze poniżej 5 MW, który staje się dzisiaj najbardziej konkurencyjny, dalsze utrzymywanie konieczności zatwerdzania taryf dla ciepła w tej części sektora ciepłowniczego jest kontrproduktywne dla transformacji ciepłownictwa jako całości. Proponowane brzmienie: 1c. Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.”, W obszarze małych rynków ciepła działa bardzo silna konkrencja, która eliminuje z niego potencjalnych dostawców ciepła podlegających koncesjonowaniu. Podmioty te muszą zatwierdzać swoje taryfy przez Prezesa URE, stąd w konfrontacji z podmiotami niekoncesjonowanymi, a przypomnieć należy, że granica koncesji to właśnie 5 MW, ich ofert nie są dla odbiorcó atrakcyjne. Postulat ten jest ważny przede wszystkim dla rozwoju źródeł ciepła z OZE, ale aby można było zastymulować taka transfornację podmioty te muszą mieć wystarczajcą bazę ekonomiczną i rynkową, aby jej dokonać. Stąd też nasz postulat, aby zwolnienie z zatwierdzania taryf objęło wszystkie źródłą ciepła o mocy nieprzekraczającej 5 MW	zatwierdzania taryfy przez Prezesa URE jest adresowany dla źródeł, które spełnią określone warunki.
713.	Zmiana art. 49a	PGE	2) wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii **lub w**	**Uwaga nieprzyjęta**

	ust. 5 pkt 2 Prawo Energetyczne		**morskiej farmie wiatrowej w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;** **Uzasadnienie:** Wydaje się, że w obecnym stanie prawnym w odniesieniu do wytwórców energii z MFW może nie znajdować wprost zastosowanie generalne wyłączenie spod obowiązku sprzedaży energii w ramach giełdy energii (obligo giełdowe). Przewidziane w art. 49a ust. 5 pkt 2 wyłączenie dotyczy bowiem wyłącznie instalacji odnawialnego źródła energii, która w Prawie energetycznym zdefiniowana jest wyłącznie poprzez odniesienie do ustawy OZE (z pominięciem ustawy MFW).	Ustawodawca stoi na stanowisku, że definicja instalacji odnawialnego źródła energii uwzględnia także morskie farmy wiatrowe, dlatego zaproponowane zmiany są bezprzedmiotowe. Zgodnie z definicją odnawialne źródło energii to m.in. odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru. Brak bezpośredniego dookreślenia wskazuje, że może to być zarówno energii z lądu jak i z morza.
714.	Art. 4 pkt 14 lit. a projektu ustawy (Art. 56 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne)	TGE	14) w art. 56: a) w ust. 1 po pkt 7a dodaje się pkt 7b w brzmieniu: „7b) nie publikuje informacji lub nie przekazuje w określonym terminie sprawozdań, o których mowa w art. 7b ust. 5 i w art. 7c; 7c) nie realizuje obowiązku, o którym mowa w art. 7d ust. 1, b) w ust. 3 w pkt 2 po wyrazie „7a,” dodaje się wyrazy „7b” i „7c”. *Uzasadnienie:* Wprowadzenie sankcji za brak realizacji obowiązku, którego dotyczy postulat wskazany w punkcie 14. Wymiar ww. sankcji został zaproponowany na poziomie analogicznym do poziomu zaproponowanego w projekcie dla sankcji dot. braku publikacji informacji lub przekazywania sprawozdań przez podmioty których dotyczy nowy obowiązek.	**Uwaga przyjęta** w zakresie art. 7b **Uwaga bezprzedmiotowa** w zakresie pozostałych przepisów Z powodu nieuwzględnienia pozostałych uwag wnioskodawcy dotyczących tego zakresu pozostała część uwagi nie może zostać przyjęta. W tym zakresie szczegółowe stanowisko projektodawcy przedstawiono w pozycji 681. Ponadto projektodawca zrezygnował ze zmian proponowanych w zakresie art. 7c.

Ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych				
715.	Dodanie Art. 3 pkt 9a Oraz Art. 20 ust. 1 Ustawa o promowaniu wytwarzania)	PGE	Proponujemy dodanie pkt 9a w art. 3: **9a) wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z tej instalacji do miejsca rozgraniczenia własności – stopę dyskontową wyliczaną zgodnie z metodyką zastosowaną w dokumentacji, o której mowa w art. 17 ust. 1 w stosunku do danej morskiej farmy wiatrowej;"** Jednocześnie proponujemy nadać art. 20 następujące brzmienie: „Art. 20. 1. W przypadku gdy po wydaniu decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, i przed rozpoczęciem prac związanych z budową morskiej farmy wiatrowej nastąpiła istotna zmiana w parametrach rzeczowych ~~**finansowych**~~ realizacji budowy morskiej farmy wiatrowej wpływająca na zmianę parametrów finansowych i powodująca zwiększenie wewnętrznej stopy zwrotu inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z tej instalacji do miejsca rozgraniczenia własności o więcej niż 0,5 punktu procentowego w stosunku do wewnętrznej stopy zwrotu wskazanej w tej decyzji, wytwórca, któremu wydano tę decyzję, występuje do Prezesa URE z wnioskiem o aktualizację ceny wskazanej w tej decyzji." Uzasadnienie: Zgodnie z art. 20 ustawy MFW, w przypadku gdy po wydaniu decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 - i przed rozpoczęciem prac związanych z budową	**Uwaga nieprzyjęta** Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore. Dodatkowo należy zaznaczyć, że przedmiotowa propozycja pozostawała poza zakresem zagadnień przedłożonych w projekcie UC99 do uzgodnień.

			morskiej farmy wiatrowej - nastąpiła istotna zmiana w parametrach rzeczowo-finansowych realizacji budowy morskiej farmy wiatrowej powodująca zwiększenie wewnętrznej stopy zwrotu inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z tej instalacji do miejsca rozgraniczenia własności o więcej niż 0,5 punktu procentowego w stosunku do wewnętrznej stopy zwrotu wskazanej w tej decyzji, wytwórca, któremu wydano tę decyzję, występuje do Prezesa URE z wnioskiem o aktualizację ceny wskazanej w tej decyzji. W kontekście tej regulacji tzw. mechanizmu 'claw-back' kwestią kluczową, jest doprecyzowanie pojęcia „wewnętrznej stopy zwrotu". Obecna propozycja przepisu art. 20 może budzić wątpliwości w odniesieniu do tego jak rozumieć parametry „rzeczowo-finansowe". Tymczasem, jak się wydaje, przedmiotem mechanizmu claw-back powinny być takie zmiany w parametrach rzeczowych (technicznych) morskiej farmy wiatrowej, które będą wpływały na parametry finansowe inwestycji. Innymi słowy mechanizm claw-back powinien odnosić się wyłącznie do usprawnień technologicznych wprowadzanych przez inwestorów w toku przygotowywania projektów, a nie do zmian mających wyłącznie wymiar finansowy (np. sposób finansowania inwestycji)	
716.	Art. 6 pkt. 4 projektu ustawy (Art. 18 ust. 2 pkt	RWE	Zaproponowane dodanie pkt 5 nie wydaje się wyczerpująco rozstrzygać o możliwości i formie stosowania waloryzacji wysokości kontraktu różnicowego w okresie między wydaniem decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1 a decyzji, o której mowa w ust. 1.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w*

	5 ustawy o promowaniu wytwarzania)		Kompleksowe uregulowanie tego zagadnienia wymaga starannej i szerokiej dyskusji, a także powinno nastąpić możliwie wcześnie, w stosunku do planowanego wejścia w życie projektowanego UC99. W kontekście rozwijanego w grupie kapitałowej RWE projektu morskiej farmy wiatrowej Baltic II i prowadzonego obecnie procesu notyfikacji przez Komisję Europejską pomocy publicznej w ramach mechanizmu wsparcia, istotne jest możliwie szybkie rozstrzygnięcie licznych kwestii podnoszonych w projekcie UC99. Szczególnej uwagi wymaga rozstrzygnięcie co do dookreślenia terminu i warunków waloryzacji kontraktu różnicowego. Zwracamy uwagę, że obecna dynamiczna sytuacja na rynkach surowców i na rynkach walutowych jest potencjalnie istotnym czynnikiem ryzyka dla rozwijanych projektów, i w tym kontekście działania na rzecz optymalizacji przyjmowanych rozwiązań projektowych oraz pełnej indeksacji przyznanego poziomu wsparcia wymagają szczególnej uwagi.	*2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.
717.	Art. 6 pkt. 4 projektu ustawy (Art. 18 ust. 2 pkt 5 ustawy o promowaniu wytwarzania)	PGE	Proponujemy rezygnację z wprowadzania przepisu. Popieramy zmiany w zakresie uwzględnienia waloryzacji ceny będącej podstawą do rozliczenia ujemnego salda od momentu wydania decyzji, o której mowa w art. 16 ustawy MFW. Jednocześnie jednak, uważamy że zmiana ta nie powinna zostać dokonana w drodze decyzji, o której mowa w art. 18. Należy mieć bowiem na uwadze, że szereg inwestorów w ramach I fazy systemu wsparcia rozpoczął już procedurę indywidualnej notyfikacji, a przedłożony w ramach tej procedury model finansowy będzie wyko-	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z

			rzystany następnie przez Prezesa URE przy wydawaniu decyzji, o której mowa w art. 18. Inwestorzy na moment składania dokumentacji notyfikacyjnych nie mogli uwzględnić wydłużonej waloryzacji, w związku z czym przedłożone modele, na podstawie których Prezes URE wydawać będzie decyzje z art. 18, nie będą uwzględniały tej waloryzacji. Co więcej, projekt zakłada wejście ustawy w życie 1 stycznia 2023 r. – zważając na fakt, że procesy notyfikacyjne już się rozpoczęły dla szeregu podmiotów z I fazy, można spodziewać się, że przynajmniej w części przypadków zakończą się one jeszcze w roku 2022. Jeśli zakończą się one do końca 3Q 22, wydanie decyzji Prezesa URE z art. 18 będzie musiało nastąpić jeszcze w roku 2022. W związku z powyższym proponujemy inne zaadresowanie przedmiotowego tematu – w sposób wskazany poniżej.	powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.
718.	Art. 6 pkt. 7 projektu ustawy (Art. 38 ust. 5 ustawy o promowaniu wytwarzania)	PGE	Nadanie art. 38 ust. 5 następującego brzmienia: **Cena wskazana w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo wynikająca z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo cena skorygowana, o której mowa w art. 11 ust. 3, a także cena skorygowana, o której mowa w art. 10 ust. 4 i 6, podlegają waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski**” +przepis przejściowy: **Art. XX Przepis art. 38 ust. 5 oraz ust. 5a ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą stosuje się także do decyzji, o których mowa w art. 16 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1**	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.

			wydanych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy. Uzasadnienie: Należy mieć na uwadze, że cena, o której mowa w art. 16 ust. 1 ustawy MFW, jest ceną maksymalną, która jest wspólna dla wszystkich projektów. Jednocześnie, nie jest to cena indywidualna, względem której wytwórca będzie rozliczany w ramach rozliczania ujemnego salda. Zatem waloryzacja powinna odnosić się w pierwszej kolejności do ceny określonej w decyzji, o której mowa w art. 18, przy czym dokonywana powinna być począwszy od roku 2021, w którym wydane zostały decyzje z art. 16 i określona została cena maksymalna. Oznaczałoby to, że decyzja z art. 18 byłaby warunkiem umożliwiającym dokonywanie waloryzacji, która liczona byłaby wstecznie, od momentu wydania decyzji z art. 16 (roku 2021).	
719.	Dodanie art. 38 ust. 5a Ustawa o promowaniu wytwarzania	PGE	Proponujemy dodanie ust. 5a w art. 38 **5a. Waloryzacja, o której mowa w ust. 5, następuje corocznie, przy czym pierwszego obliczenia zwaloryzowanej ceny, o której mowa w ust. 5, dokonuje się od pierwszego dnia, w odniesieniu do którego wytwórca po raz pierwszy przekazał operatorowy rozliczeń energii odnawialnej sprawozdanie miesięczne, o którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt3, uwzględniając okres począwszy od:** **1) roku 2021 - w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo** **2) roku rozstrzygnięcia aukcji - w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4.**	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.

			Uzasadnienie: W nawiązaniu do uwag powyższych przedstawiamy propozycję przepisów, które jednoznacznie wskazują, w jaki sposób uwzględnić waloryzację ceny wskazanej w decyzji z art. 18 o wskaźnik inflacji już od roku 2021 dla projektów w ramach I fazy oraz od roku rozstrzygnięcia aukcji dla projektów w ramach II fazy. Kluczowym jest przesądzenie, że pierwsza waloryzacja dla projektów w I fazie dokonywana jest w odniesieniu do roku 2021 – ze względu na poziom inflacji w tym roku oraz fakt, że rok ten był rokiem określenia ceny maksymalnej będącej podstawą do rozliczenia ujemnego salda, a także rokiem wydania wszystkich decyzji o przyznaniu wsparcia (decyzji z art. 16).	
720.	Zmiana art. 40 ust. 1 pkt 1 lit. b Ustawa o promowaniu wytwarzania	PGE	b) wartości energii elektrycznej, o której mowa w lit. a, ustalonej na podstawie ceny zawartej w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo wynikającej z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo ceny skorygowanej, o której mowa w art. 11 ust. 3 pkt 2, skorygowanej zgodnie z art. 10 ust. 4 albo 6, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 38 ust. 5 **oraz w ust. 5a**, wyrażonej w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, z uwzględnieniem wskazania daty pierwszego wprowadzenia tej energii elektrycznej do sieci;"; Uzasadnienie: Propozycja jest konsekwencją zmian dotyczących mechanizmu waloryzacji, wskazanych w uwagach powyżej.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.
721.	Dodanie art. 49 ust. 7	PGE	Proponujemy dodanie ust. 7 w art. 49 **7. Zmiana warunków przyłączenia lub wydanie nowych warunków przyłączenia w miejsce warunków, które stanowiły podstawę do zawarcia**	**Uwaga nieprzyjęta** Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w

	Ustawa o promowaniu wytwarzania		**umowy o przyłączenie, po zawarciu umowy o przyłączenie, nie wymagają wydania wstępnych warunków przyłączenia, chyba że zmiana dotyczy zwiększenia mocy przyłączeniowej.** **Uzasadnienie:** Zmiana parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu, po zawarciu umowy o przyłączenie, w praktyce występuje dość często. Tymczasem operator systemu przesyłowego wymaga w takiej sytuacji złożenia wniosku o wydanie nowych wstępnych warunków przyłączenia na podstawie par. 6 ust. 3 tzw. „rozporządzenia systemowego". Postulujemy wprowadzenie do ustawy regulacji, zgodnie z którą w przypadku, gdy dla projektu MFW z podpisaną umową o przyłączenie wydawane są nowe warunki przyłączenia dla danej inwestycji, możliwe będzie wydanie warunków (a nie wstępnych warunków) przyłączenia i w konsekwencji aneksowanie umowy o przyłączenie bez konieczności oczekiwania na przyznanie wsparcia.	morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore. Dodatkowo należy zaznaczyć, że przedmiotowa propozycja pozostawała poza zakresem zagadnień przedłożonych w projekcie UC99 do uzgodnień.
722.	Zmiana art. 60 ust. 1 Ustawa o promowaniu wytwarzania	PGE	1. Operatorowi systemu przesyłowego przysługuje prawo opcji zakupu zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w przypadku gdy: 1) opracowany przez niego plan rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy - Prawo energetyczne, obejmujący polskie obszary morskie w rozumieniu ustawy o obszarach morskich został uzgodniony przez Prezesa URE; 2) warunki przyłączenia dla tego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy **~~zaczęły obowiązywać~~ zostały wydane** po dniu uzgodnienia planu, o którym mowa w pkt 1; 3) zakup tego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy jest niezbędny do zrealizowania	**Uwaga nieprzyjęta** Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z

			przez niego inwestycji o charakterze strategicznym oraz uzasadniony ze względu na równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii; 4) warunki przyłączenia dla tego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej nie dotyczą morskich farm wiatrowych, zlokalizowanych w granicach obszarów określonych w załączniku nr 1 do ustawy. **Uzasadnienie:** Zgodnie z art. 60 ust. 1 pkt 2 ustawy MFW OSP ma prawo opcji zakupu zespołu urządzeń, służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej do miejsca rozgraniczenia własności, w przypadku gdy warunki przyłączenia dla tego zespołu urządzeń zaczęły obowiązywać po dniu uzgodnienia planu rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii. W efekcie może powstać wątpliwość, czy np. aktualizacja pewnych zmian technicznych wymagająca wydania zaktualizowanych warunków przyłączenia nie oznacza, iż takie zmienione warunki zaczęły obowiązywać po dacie wskazanej obecnie w art. 60 ust. 1 pkt 2. Ponadto, proponujemy dodanie pkt 4, którego celem jest jednoznaczne wyłączenie projektów realizowanych w I fazie systemu wsparcia z możliwości stosowania przepisów o prawie OSP do opcji odkupu zespołu urządzeń.	powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore. Dodatkowo należy zaznaczyć, że przedmiotowa propozycja pozostawała poza zakresem zagadnień przedłożonych w projekcie UC99 do uzgodnień.
723.	Dodanie art. 77 ust. 1a i 1b	PGE	Proponujemy dodanie ust. 1a i 1 b w art. 77 1a. Decyzje, o których mowa w ust. 1 wydaje się w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku o wydanie takiej decyzji.	**Uwaga nieprzyjęta** Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia*

	Ustawa o promowaniu wytwarzania		1b. Do terminu określonego w ust. 1a nie wlicza się okresów zawieszenia postępowania, okresu trwania mediacji oraz okresów opóźnień spowodowanych z winy strony albo przyczyn niezależnych od organu. **Uzasadnienie:** Procedury toczone na podstawie przepisów prawa geologicznego i górniczego trwają bardzo długo. Z doświadczenia inwestorów wynika, iż trwa to nawet 6-9 miesięcy. Jednocześnie decyzje te są zawsze na ścieżce krytycznej realizacji projektu. Z tych względów uważamy za zasadne przywrócenie regulacji proponowanej na etapie prac legislacyjnych na ustawą, dotyczącej skrócenia czasu trwania tych procedur.	*2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore. Dodatkowo należy zaznaczyć, że przedmiotowa propozycja pozostawała poza zakresem zagadnień przedłożonych w projekcie UC99 do uzgodnień.
724.	Dodanie art. 81a Ustawa o promowaniu wytwarzania	PGE	Proponujemy dodanie art. 81a Art. 81a. Wymóg sporządzenia projektu robót geologicznych, o którym mowa w art. 79 ust. 1a ustawy z dnia 9 czerwca 2011 – Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2021 r. poz. 1420 i 2269), nie dotyczy prac geologicznych w granicach obszarów morskich Rzeczypospolitej Polskiej obejmujących wyłącznie wykonywanie badań geofizycznych, których celem jest określenie budowy geologicznej dna morskiego w rejonie zamierzonego przedsięwzięcia w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących wyprowadzeniu mocy. Uzasadnienie: W ostatecznie przyjętym brzmieniu ustawy MFW nie zostały uwzględnione rozwiązania przewidzianych w art. 86 projektu ustawy w wersji z dnia 6 lipca 2020 r. Zgodnie z tym projektem, wymóg sporządzenia projektu robót geologicznych,	**Uwaga nieprzyjęta** Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore. Dodatkowo należy zaznaczyć, że przedmiotowa propozycja pozostawała poza zakresem zagadnień przedłożonych w projekcie UC99 do uzgodnień.

			o którym mowa w art. 79 ust. 1a ustawy Prawo geologiczne i górnicze, miał nie dotyczyć prac geologicznych w granicach obszarów morskich RP, obejmujących wyłącznie wykonywanie badań geofizycznych, których celem jest określenie budowy geologicznej dna morskiego w rejonie zamierzonego przedsięwzięcia. Popieramy te rozwiązania i postulujemy ich uwzględnienie.	
725.	Art. 6 pkt. 13 projektu ustawy (art. 84a ustawy o promowaniu wytwarzania)	Baltic Power	**Proponowane brzmienie** 1. W przypadku przyznania wytwórcy prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo rozdziale 4, okres obowiązywania pozwoleń lub uzgodnień, o których mowa odpowiednio w art. 23 ust. 1, 26 ust. 1 i 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, dla morskich farm wiatrowych lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, określony odpowiednio w art. 23 ust. 6 i art. 26 ust. 5 tej ustawy, może ulec wydłużeniu **ulega wydłużeniu** do dnia upływu okresu, o którym mowa w art. 6 ust. 1. 2. Wytwórca może złożyć wniosek do organu, który wydał pozwolenie lub uzgodnienie, o którym mowa w art. 23 ust. 1, 26 ust. 1 lub 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, o przedłużenie okresu obowiązywania tych pozwoleń lub uzgodnień **do 5 lat od dnia upływu okresu, o którym mowa w art. 6 ust. 1.** W przypadku pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, wytwórca wnosi także o określenie wysokości opłaty dodatkowej za wydłużenie tego pozwolenia.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.

			3. Wytwórca składa wniosek nie później niż na 120 dni przed upływem terminu określonego w **art. 6 ust. 1** odpowiednio w art. 23 ust. 6, 26 ust. 5 albo 27 ust. 1a ustawy o obszarach morskich. W przypadku złożenia wniosku po upływie terminu określonego w zdaniu pierwszym wniosek pozostawia się bez rozpoznania. **Przepisów art. 23 ust. 6g ustawy o obszarach morskich nie stosuje się.** 5. Za każdy rok przedłużenia pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o obszarach morskich **powyżej okresu, o którym mowa w art. 6 ust. 1** minister właściwy do spraw gospodarki morskiej ustala opłatę dodatkową w wysokości 1/35 dodatkowej opłaty, obliczonej zgodnie z art. 27b ust. 1 ustawy o obszarach morskich. **Uzasadnienie** Zgodnie z ustawą z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych czas, na który przyznane jest wsparcie w postaci kontraktu różnicowego wynosi 25 lat od dnia pierwszego wprowadzenia do sieci energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej, na podstawie uzyskanej koncesji. Pierwsze projekty MFW realizowane na podstawie ustawy offshore zaczną pracę w 2026 r. W związku z tym, wsparcie dla tych inwestycji obowiązywać będzie co najmniej do 2051 r. Obecne brzmienie art. 23 ust. 6 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, dalej „ustawa o obszarach morskich” zakłada, że pozwolenie PSzW wydaje się na okres nie dłuższy niż 35 lat. Wynika z tego, że w stosunku do pierwszych wydanych PSzW dla MFW okres ten kończy się w roku 2047, co sprawia, że	

			projekty, które uzyskają wsparcie nie będą posiadały PSzW w stosunku do całego okresu jego trwania. Przy obecnym stanie technologii szacowana „żywotność" morskiej farmy wiatrowej może przekraczać nawet 30 lat. Biorąc pod uwagę koszty budowy morskiej farmy wiatrowej oraz potrzeby energetyczne polskiej gospodarki, konieczność demontażu MFW tuż po upływie okresu wsparcia byłoby rozwiązaniem wysoce niepożądanym. Nie jest też w pełni zrozumiałym, czy złożenie wniosku mogłoby odbyć się przed powstaniem farmy wiatrowej. W ustawie o obszarach morskich obecny jest mechanizm przedłużania PSzW do maksymalnie 20 lat, jednak odnosi się on do konstrukcji „istniejących". Z perspektywy specyfiki inwestycji MFW, podejmowania decyzji biznesowych, tworzenia modeli finansowych i prognoz ważnym jest, aby inwestor miał możliwość przedłużenia niezbędnych pozwoleń zanim farma wiatrowa jest wybudowana. Przedłużenie pozwoleń do końca okresu wsparcia powinno odbywać się automatycznie dla każdego wytwórcy, który uzyskał prawo do pokrycia ujemnego salda (na zasadach Rozdziału 3 lub 4), bez konieczności uiszczania opłat. W przypadku chęci przedłużenia o kolejne lata, konieczne byłoby uiszczenie opłaty w wysokości 1/35 dodatkowej opłaty, obliczonej zgodnie z art. 27b ust. 1 ustawy o obszarach morskich. Konieczne jest również dla uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych dodanie w ust. 3 treści mówiącej o tym, że przepisów art. 23 ust. 6g ustawy o obszarach	

			morskich nie stosuje się. Dzięki temu będzie zrozumiałym, że mechanizm przedłużenia dla MFW, które uzyskały prawo do pokrycia ujemnego salda będzie oddzielny od tego opisanego w ustawie o obszarach morskich oraz, że przedłużenie pozwoleń do końca okresu wsparcia oraz ponad będzie możliwe przed wybudowaniem farmy wiatrowej.	
726.	Art. 6 pkt. 13 projektu ustawy (art. 84a ustawy o promowaniu wytwarzania)	PGE	Art. 84a. W przypadku przyznania wytwórcy prawa do pokrycia ujemnego salda na podstawie rozdziału 3 lub rozdziału 4, okres obowiązywania pozwoleń lub uzgodnień, o których mowa odpowiednio w art. 23 ust. 1, 26 ust. 1 i 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, określony odpowiednio w art. 23 ust. 6 oraz 26 ust. 5 tej ustawy, ~~**może ulec**~~ **ulega wydłużeniu** do dnia upływu okresu, o którym mowa w art. 6 ~~**ust. 1.**~~ ~~**2. Wytwórca może złożyć wniosek do organu, który wydał pozwolenie lub uzgodnienie, o którym mowa w art. 23 ust. 1, 26 ust. 1 lub 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, o przedłużenie okresu obowiązywania tych pozwoleń lub uzgodnień. W przypadku pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1, wytwórca wnosi także o określenie wysokości opłaty dodatkowej za wydłużenie tego pozwolenia.**~~ ~~**3. Wytwórca składa wniosek nie później niż na 120 dni przed upływem terminu określonego odpowiednio w art. 23 ust. 6, 26 ust. 5 albo 27 ust. 1a. W przypadku złożenia wniosku po upływie terminu określonego w zdaniu pierwszym wniosek pozostawia się bez rozpoznania.**~~ ~~**4. Za przedłużenie okresu obowiązywania pozwolenia, o którym mowa w art. 26 ust. 1, lub za przedłużenie okresu obowiązywania uzgodnienia, o którym mowa w art. 27 ust. 1, podmiot, któremu**~~	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.

			~~udzielono pozwolenia lub uzgodnienia, w terminie 14 dni od dnia, w którym decyzja o przedłużeniu okresu obowiązywania pozwolenia albo przedłużeniu okresu obowiązywania uzgodnienia stała się ostateczna, uiszcza opłatę w wysokości 1500 zł. 5. Za każdy rok przedłużenia pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, minister właściwy do spraw gospodarki morskiej ustala opłatę dodatkową w wysokości 1/35 dodatkowej opłaty, obliczonej zgodnie z art. 27b ust. 1 ustawy o obszarach morskich.~~ ~~6. W przypadku, o którym mowa w ust. 5, opłatę dodatkową uiszcza się w ciągu 30 dni od dnia, w którym decyzja o wydłużeniu pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, stała się ostateczna.~~ ~~7. Organ, o którym mowa w ust. 2, wydaje decyzję w terminie nie dłuższym niż 30 dni od dnia otrzymania wniosku. Przepisu art. 23 ust. 2 ustawy o obszarach morskich nie stosuje się. 8. Do opłat, o których mowa w ust. 4 i 5, przepis art. 27b ust. 1e-2 ustawy o obszarach morskich stosuje się odpowiednio.";~~ +przepis przejściowy: **Art. XX. Przepis art. 84a ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą stosuje się także do pozwoleń lub uzgodnień, o których mowa odpowiednio w art. 23 ust. 1, 26 ust. 1 i 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, wydanych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy**.	

727.	Art. 6 pkt. 13 projektu ustawy (art. 84a ust. 1-3 i 5 ustawy o promowaniu wytwarzania)	RWE	Proponowane w projekcie przedłużenie pozwoleń powinno być możliwe w stosunku do okresu zasadnej technicznie i ekonomicznie eksploatacji MFW, niezależnie od prawa do pokrycia ujemnego salda, a także jeszcze przed podjęciem przez inwestora decyzji inwestycyjnej. Zważywszy, że okres eksploatacji morskiej farmy wiatrowej może przekraczać nawet 30 lat, przyjęcie rozwiązań umożliwiających wydłużenia obowiązywania PSZW jest słuszne z perspektywy efektywnego wykorzystania dostępnych obszarów, jak i optymalizacji planowanej działalności operacyjnej i utrzymania planowanych elektrowni. Zaproponowane rozwiązania powinny umożliwiać przedłużenie pozwoleń ponad okres wsparcia w formule kontraktu różnicowego, zwłaszcza że budowa i eksploatacja morskich farm wiatrowych może się odbywać także bez wsparcia. Zasadne jest też jasne wskazanie, że jest to możliwe na znanych warunkach jeszcze przed podjęciem ostatecznej decyzji inwestycyjnej.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.
728.	Art. 6 pkt. 13 projektu ustawy (art. 84a ust. 1-3 i 5 ustawy o promowaniu wytwarzania)	PSEW	1. W przypadku przyznania wytwórcy prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo rozdziale 4, okres obowiązywania pozwoleń lub uzgodnień, o których mowa odpowiednio w art. 23 ust. 1, 26 ust. 1 i 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, dla morskich farm wiatrowych lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, określony odpowiednio w art. 23 ust. 6 i art. 26 ust. 5 tej ustawy, ~~może ulec wydłużeniu~~ **ulega wydłużeniu** do dnia upływu okresu, o którym mowa w art. 6 ust. 1.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z

			2. Wytwórca może złożyć wniosek do organu, który wydał pozwolenie lub uzgodnienie, o którym mowa w art. 23 ust. 1, 26 ust. 1 lub 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, o przedłużenie okresu obowiązywania tych pozwoleń lub uzgodnień **do 10 lat od dnia upływu okresu, o którym mowa w art. 6 ust. 1.** W przypadku pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, wytwórca wnosi także o określenie wysokości opłaty dodatkowej za wydłużenie tego pozwolenia. 3. Wytwórca składa wniosek nie później niż na 120 dni przed upływem terminu określonego w **art. 6 ust. 1** ~~odpowiednio w art. 23 ust. 6, 26 ust. 5 albo 27 ust. 1a ustawy o obszarach morskich.~~ W przypadku złożenia wniosku po upływie terminu określonego w zdaniu pierwszym wniosek pozostawia się bez rozpoznania. **Przepisów art. 23 ust. 6g ustawy o obszarach morskich nie stosuje się.** 5. Za każdy rok przedłużenia pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o obszarach morskich **powyżej okresu, o którym mowa w art. 6 ust. 1** minister właściwy do spraw gospodarki morskiej ustala opłatę dodatkową w wysokości 1/35 dodatkowej opłaty, obliczonej zgodnie z art. 27b ust. 1 ustawy o obszarach morskich. Uzasadnienie: Zaproponowane przepisy odnoszą się do skorelowania długości trwania pozwoleń z okresem wsparcia. Szacowana „żywotność" morskiej farmy wiatrowej (MFW) z kolei może przekraczać nawet 30 lat. W ustawie o obszarach morskich obecny jest mechanizm przedłużania PSzW do maksymalnie 20 lat, jednak odnosi się on do konstrukcji „istniejących" oraz wymaga uiszczenia pełnej opłaty obliczonej	powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.

			zgodnie z art. 27b ust. 1 ustawy o obszarach morskich. Z perspektywy specyfiki inwestycji MFW, podejmowania decyzji biznesowych, tworzenia modeli finansowych i prognoz ważnym jest, aby inwestor miał możliwość przedłużenia niezbędnych pozwoleń zanim farma wiatrowa jest wybudowana. Nie jest w pełni zrozumiałym, czy w zaproponowanych przepisach złożenie wniosku mogłoby odbyć się przed powstaniem farmy wiatrowej. Dodatkowo, zastosowanie mechanizmu z ustawy o obszarach morskich do przedłużenia PSzW o np. 5 lat i ponoszenie pełnej opłaty nie byłoby uzasadnione ekonomicznie. Jednocześnie, demontaż sprawnych MFW tuż po zakończeniu okresu wsparcia nie byłby rozwiązaniem pożądanym, biorąc pod uwagę potrzeby energetyczne kraju, jak i poniesione nakłady inwestycyjne. Jednocześnie, farma po zakończeniu okresu wsparcia jest w ogromnej mierze zdyskontowana i może zapewniać tanią i czystą energię odbiorcom końcowym. Przedłużenie pozwoleń do końca okresu wsparcia powinno odbywać się automatycznie dla każdego wytwórcy, który uzyskał prawo do pokrycia ujemnego salda (na zasadach Rozdziału 3 lub 4). Ponoszenie opłat za skorelowanie dwóch uprawnień, które są opisane za pomocą prawa, nie jest uzasadnione. Inwestor powinien mieć również możliwość przedłużenia pozwoleń ponad okres wsparcia, aby ich długość została skorelowana z żywotnością farmy. Powinno to być umożliwione na wniosek inwestora o przedłużenie pozwoleń do 10 lat po zakończeniu okresu wsparcia. Jednak w przypadku PSzW, inwestor ponosiłby opłatę dodatkową, o której mowa w	

			projekcie tj. 1/35 dodatkowej opłaty, obliczonej zgodnie z art. 27b ust. 1 ustawy o obszarach morskich, za każdy rok przedłużenia ponad okres wynikający z systemu wsparcia. Konieczne jest również dla uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych dodanie w ust. 3 treści mówiącej o tym, że przepisów art. 23 ust. 6g ustawy o obszarach morskich nie stosuje się. Dzięki temu będzie zrozumiałym, że mechanizm przedłużenia dla MFW, które uzyskały prawo do pokrycia ujemnego salda będzie oddzielny od tego opisanego w ustawie o obszarach morskich oraz, że przedłużenie pozwoleń do końca okresu wsparcia oraz ponad będzie możliwe przed wybudowaniem MFW.	
Przepisy przejściowe				
729.	Art. 7 ust. 3 projektu ustawy	Tauron Polska Energia S.A.	*Art. 7 (...)* *3. Prezes URE, w terminie 30 dni od złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, może wezwać przedsiębiorstwo energetyczne, które złożyło ten wniosek, do uzupełnienia planu rozwoju w sposób zapewniający jego zgodność z wymaganiami określonymi w art. 16 ustawy zmienianej w art. 4 lub do złożenia dodatkowych wyjaśnień w zakresie przyjętych założeń dotyczących spełniania do 31 grudnia 2025 r. warunków uznania za efektywny energetycznie system ciepłowniczy.* *(...)* *7. Zmianę uzgodnionego planu rozwoju, w zakresie planowanego spełnienia przez system ciepłowniczy warunków uznania go za efektywny energetycznie uznaje się za uzgodnioną, jeśli Prezes URE w*	**Uwaga przyjęta częściowo** Nie istnieje potrzeba ustalania terminów dla Prezesa URE. Zaproponowane brzmienie przepisów, na mocy których Prezes URE wydaje decyzje administracyjne są wystarczające. Prezes URE uzgadnia plany rozwoju w drodze decyzji administracyjnej stąd podlega KPA. Część uwagi uwzględniono w art. 31 ust. 7, który otrzymał brzmienie: 7. Zmianę uzgodnionego planu rozwoju, w zakresie planowanego spełnienia przez system ciepłowniczy warunków uznania go za efektywny energetycznie uznaje się za uzgodnioną, jeśli Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w terminie 30 dni od dnia otrzymania pisemnej informacji od przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w ust. 1, nie wyrazi sprzeciwu na dokonanie takiej zmiany.

			terminie 30 dni od dnia otrzymania pisemnej informacji od przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w ust. 1, nie wyrazi sprzeciwu na dokonanie takiej zmiany. *(...)* *9. Do postępowania przed Prezesem URE stosuje się, przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego.* *Od decyzji Prezesa URE służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji* *i konsumentów w terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji.* *Postępowanie w sprawie odwołania od decyzji Prezesa URE toczy się według przepisów Kodeksu postępowania cywilnego o postępowaniu w sprawach z zakresu regulacji energetyki*. *Uzasadnienie:* W zakresie ust. 3 – proponujemy doprecyzowanie kwestii terminu wezwania do uzupełnienia planu rozwoju. W odniesieniu do ust. 7 – w celu uproszczenia procedury uzgodnienia zmiany, wcześniej uzgodnionego, planu, proponujemy wprowadzenie zasady, w myśl której zmianę planu uznaje się za uzgodnioną, jeśli Prezes URE w terminie 30 dni od otrzymania informacji o zmianie uzgodnionego planu nie wyrazi sprzeciwu na dokonanie takiej zmiany. W odniesieniu do ust. 8 – nie określono, w jaki sposób Prezes URE będzie oceniał/weryfikował status realizacji wymaganych inwestycji mających na celu	

			osiągnięcie przez system ciepłowniczy, statusu efektywnego. Prawodawca powinien zatem uwzględnić lub wyjaśnić ww. kwestię. Zwracamy dodatkowo uwagę, że w art. 7 nie wskazano, czy do decyzji administracyjnych wydawanych przez Prezesa URE zastosowanie będzie miał KPA; nie wspomniano też o ścieżce odwoławczej. Naszym zdaniem ww. zagadnienia powinny zostać uregulowane (poprzez wprowadzenie dodatkowego ustępu), w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych.	
730.	Art. 17a projektu ustawy	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	Art. 17a. Minister właściwy do spraw klimatu po raz pierwszy wyda rozporządzenie, na podstawie art. 83g ust. 1, określając referencyjne ceny operacyjne, o których mowa w art. 83d ust. 2, na rok 2023, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Proponujemy uwzględnienie odpowiedniego przepisu, który określi termin publikacji pierwszego rozporządzenia z referencyjnymi cenami operacyjnymi. Pozwoli to na zwiększenie skuteczności mechanizmu poprzez umożliwienie odpowiedniego przygotowania potencjalnych uczestników aukcji, co ma szczególne znaczenie przy przeprowadzeniu procedury po raz pierwszy.	**Uwaga nieprzyjęta** Akty wykonawcze do ustawy powinny w założeniu wchodzić w życie z dniem wejścia w życie ustawy. Niemniej jednak w przypadku wsparcia operacyjnego, ze względu na aktualną sytuację na rynku energii, projektodawca zdecydował się na wprowadzenie vacatio legis do 1 lipca 2025 r. Zgodnie z tym pierwsze rozporządzenie powinno być wydane tak, by weszło w życie 1 lipca 2025 r.
731.	Art. 17a projektu ustawy	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** Art. 17a. Minister właściwy do spraw klimatu po raz pierwszy wyda rozporządzenie, na podstawie art. 83g ust. 1, określając referencyjne ceny operacyjne, o których mowa w art. 83d ust. 2, na rok 2023, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. **Uzasadnienie:**	**Uwaga nieprzyjęta** Akty wykonawcze do ustawy powinny w założeniu wchodzić w życie z dniem wejścia w życie ustawy. Niemniej jednak w przypadku wsparcia operacyjnego, ze względu na aktualną sytuację na rynku energii, projektodawca zdecydował się na wprowadzenie vacatio legis do 1 lipca 2025 r. Zgodnie z tym pierwsze rozporządzenie powinno być wydane tak, by weszło w życie 1 lipca 2025 r.

			Proponujemy uwzględnienie odpowiedniego przepisu, który określi termin publikacji pierwszego rozporządzenia z referencyjnymi cenami operacyjnymi. Pozwoli to na zwiększenie skuteczności mechanizmu poprzez umożliwienie odpowiedniego przygotowania potencjalnych uczestników aukcji, co ma szczególne znaczenie przy przeprowadzeniu procedury po raz pierwszy.	
732.	Art. 17a projektu ustawy	PGE	Proponujemy dodanie art. 17a **Art. 17a. Minister właściwy do spraw klimatu po raz pierwszy wyda rozporządzenie, na podstawie art. 83g ust. 1, określając referencyjne ceny operacyjne, o których mowa w art. 83d ust. 2, na rok 2024, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.** **Uzasadnienie:** Proponujemy uwzględnienie odpowiedniego przepisu, który określi termin publikacji pierwszego rozporządzenia z referencyjnymi cenami operacyjnymi. Pozwoli to na zwiększenie skuteczności mechanizmu poprzez umożliwienie odpowiedniego przygotowania potencjalnych uczestników aukcji, co ma szczególne znaczenie przy przeprowadzeniu procedury po raz pierwszy.	**Uwaga nieprzyjęta** Akty wykonawcze do ustawy powinny w założeniu wchodzić w życie z dniem wejścia w życie ustawy. Niemniej jednak w przypadku wsparcia operacyjnego, ze względu na aktualną sytuację na rynku energii, projektodawca zdecydował się na wprowadzenie vacatio legis do 1 lipca 2025 r. Zgodnie z tym pierwsze rozporządzenie powinno być wydane tak, by weszło w życie 1 lipca 2025 r.
733.	Art. 21 projektu ustawy	Tauron Polska Energia S.A.	Art. 21. Do rozliczenia obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 za okres od dnia 1 stycznia 2022 r. do dnia 31 grudnia 2022 r. stosuje się przepisy art. 47 ust. 2 i 7 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą. Uzasadnienie: W celu uniknięcia wątpliwości odnośnie roku rozpoczęcia rozliczenia obowiązku wg nowych	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.

			przepisów proponujemy zmianę okresu na styczeń-grudzień 2022.	
734.	Art. 25 projektu ustawy	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** Art. 25. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła w danej sieci ciepłowniczej, przekazuje po raz pierwszy Prezesowi URE i ministrowi właściwemu do spraw energii sprawozdanie oraz publikuje po raz pierwszy informację, o której mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 4, w terminie do dnia 29 lutego 2024 r. 2. Przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej, przekazuje po raz pierwszy przedsiębiorstwu energetycznemu do sieci którego jest przyłączone, informacje niezbędne do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 4 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą w terminie do 31 stycznia 2024 r.” **Uzasadnienie:** Terminy, które zostały zaproponowane w projektowanym art. 25, nie są spójne z okresem, za który ustala spełnienie kryteriów efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego oraz generalnie – okresami rozliczeniowymi. Kryterium to, wraz z weryfikacją poszczególnych rodzajów wolumenów ciepła, określane jest dla danego roku kalendarzowego – w przypadku obowiązku podania tych wielkości w terminie do 31 grudnia/30 listopada 2023 r., wielkości te dotyczyłyby zatem roku 2022.	**Uwaga przyjęta** Przyjęto termin 29 lutego 2024 r.

			W związku z powyższym zaproponowano daty uwzględniające wymienione uwarunkowania.	
735.	Art. 25 projektu ustawy	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	Art. 25 „Art. 25. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła w danej sieci ciepłowniczej, przekazuje po raz pierwszy Prezesowi URE i ministrowi właściwemu do spraw energii sprawozdanie oraz publikuje po raz pierwszy informację, o której mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 4, w terminie do dnia 31 grudnia 2023 r. 2. Przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej, przekazuje po raz pierwszy przedsiębiorstwu energetycznemu do sieci którego jest przyłączone, informacje niezbędne do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 4 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą w terminie do 30 listopada 2023 r.” Proponowane brzmienie: „Art. 25. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła w danej sieci ciepłowniczej, przekazuje po raz pierwszy Prezesowi URE i ministrowi właściwemu do spraw energii sprawozdanie oraz publikuje po raz pierwszy informację, o której mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 4, w terminie do dnia 29 lutego 2024 r. 2. Przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej, przekazuje po raz pierwszy przedsiębiorstwu energetycznemu do sieci którego jest przyłączone, informacje niezbędne do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 4 w brzmieniu	**Uwaga przyjęta**

			nadanym niniejszą ustawą w terminie do 31 stycznia 2024 r.” Terminy, które zostały zaproponowane w projektowanym art. 25, nie są spójne z okresem, za który ustala spełnienie kryteriów efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego oraz generalnie – okresami rozliczeniowymi. Kryterium to, wraz z weryfikacją poszczególnych rodzajów wolumenów ciepła, określane jest dla danego roku kalendarzowego – w przypadku obowiązku podania tych wielkości w terminie do 31 grudnia/30 listopada 2023 r., wielkości te dotyczyłyby zatem roku 2022. W związku z powyższym zaproponowano daty uwzględniające wymienione uwarunkowania.	
736.	Art. 25 projektu ustawy	PGE	Art. 25. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła w danej sieci ciepłowniczej, przekazuje po raz pierwszy Prezesowi URE i ministrowi właściwemu do spraw energii sprawozdanie oraz publikuje po raz pierwszy informację, o której mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 4, w terminie do dnia 29 lutego **2024** r. 2. Przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej, przekazuje po raz pierwszy przedsiębiorstwu energetycznemu do sieci którego jest przyłączone, informacje niezbędne do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 4 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą w terminie do 31 stycznia **2024** r. Uzasadnienie: Terminy, które zostały zaproponowane w projektowanym art. 25, nie są spójne z okresem, za który ustala się spełnienie kryteriów efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego oraz generalnie – z	**Uwaga przyjęta**

			okresami rozliczeniowymi. Kryterium to, wraz z weryfikacją poszczególnych rodzajów wolumenów ciepła, określane jest dla danego roku kalendarzowego – w przypadku obowiązku podania tych wielkości w terminie do 31 grudnia/30 listopada 2023 r., wielkości te dotyczyłyby zatem roku 2022. W związku z powyższym zaproponowano daty uwzględniające wymienione uwarunkowania	
737.	Art. 26 projektu ustawy	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja**: Art. 26. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym, po raz pierwszy przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie, o którym mowa w art. 7c ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, w terminie do 29 lutego 2024 r. w odniesieniu do ciepła sprzedanego w roku 2023.” **Uzasadnienie**: Poprawka ma charakter doprecyzowujący oraz wynika z uwarunkowań wskazanych w uwadze do art. 25 projektu ustawy.	**Uwaga przyjęta**
738.	Art. 26 projektu ustawy	PGE	Art. 26. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym, po raz pierwszy przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie, o którym mowa w art. 7c ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, **w terminie do 29 lutego 2024 r. w odniesieniu do ciepła sprzedanego w roku 2023.** **Uzasadnienie:** Poprawka ma charakter doprecyzowujący oraz wynika z uwarunkowań wskazanych w uwadze do art. 25 projektu ustawy.	**Uwaga przyjęta**

739.	Art. 26 projektu ustawy	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	„Art. 26. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym, po raz pierwszy przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie, o którym mowa w art. 7c ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, w roku 2023.” Proponowane brzmienie: „Art. 26. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym, po raz pierwszy przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie, o którym mowa w art. 7c ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, w terminie do 29 lutego 2024 r. w odniesieniu do ciepła sprzedanego w roku 2023.” Poprawka ma charakter doprecyzowujący oraz wynika z uwarunkowań wskazanych w uwadze do art. 25 projektu ustawy.	**Uwaga przyjęta**
740.	Art. 26 projektu ustawy	Tauron Polska Energia S.A.	*Art. 26. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym, po raz pierwszy przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie, o którym mowa w art. 7c ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, w terminie do dnia 31 grudnia 2023 r.* Uzasadnienie: W celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, proponujemy wskazać konkretny termin przekazania pierwszego sprawozdania, o którym mowa w art. 7c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Naszym zdaniem termin ten powinien zostać określony na dzień 31.12.2023 r. (analogicznie do terminu przekazania	**Uwaga bezprzedmiotowa** Przepis art. 7c został wchłonięty przez art. 7b ust. 5, a pierwszy termin tego sprawozdania został określony na 29 luty 2024 r.

			pierwszego sprawozdania, o którym mowa w propozycji art. 7b ust. 5).	
741.	Art. 26 projektu ustawy	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja**: Art. 26. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym, po raz pierwszy przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie, o którym mowa w art. 7c ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, w terminie do 29 lutego 2024 r. w odniesieniu do ciepła sprzedanego w roku 2023.” **Uzasadnienie**: Poprawka ma charakter doprecyzowujący oraz wynika z uwarunkowań wskazanych w uwadze do art. 25 projektu ustawy.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Przepis art. 7c został wchłonięty przez art. 7b ust. 5, a pierwszy termin tego sprawozdania został określony na 29 luty 2024 r.
742.	Art. 27 projektu ustawy	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	„Art. 27. Sprawozdanie, o którym mowa w art. 7b ust. 5 oraz w art. 7c ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, po raz pierwszy przekazuje się z zastosowaniem wzoru określonego w przepisach wydanych na podstawie odpowiednio art. 7b ust. 8 i art. 7c ust. 2 tej ustawy za rok, w którym weszły w życie te przepisy.” Proponuje się wykreślenie proponowanego przepisu. Propozycja wykreślenia proponowanego przepisu wynika z faktu, że nie zmienia on sposobu stosowania wzorów, natomiast wprowadza on brak pewności co do postępowania w przypadku, gdy wzory sprawozdań nie zostaną wprowadzone, a terminy złożenia sprawozdań będą upływać. Podmioty zobowiązane mogą mieć wątpliwości w	**Uwaga nieprzyjęta** Nie można żądać od przedsiębiorstw energetycznych sprawozdania przed wydaniem rozporządzenia określającego szczegółowe zasady sprawozdawczości.

			jakiej formie złożyć w takim przypadku sprawozdanie i czy w ogóle je składać.	
743.	Art. 27 projektu ustawy	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych PGE	**Propozycja:** Proponuje się wykreślenie proponowanego przepisu. **Uzasadnienie:** Propozycja wykreślenia proponowanego przepisu wynika z faktu, że nie zmienia on sposobu stosowania wzorów, natomiast wprowadza on brak pewności co do postępowania w przypadku, gdy wzory sprawozdań nie zostaną wprowadzone, a terminy złożenia sprawozdań będą upływać. Podmioty zobowiązane mogą mieć wątpliwości w jakiej formie złożyć w takim przypadku sprawozdanie i czy w ogóle je składać.	**Uwaga nieprzyjęta.** Nie można żądać od przedsiębiorstw energetycznych sprawozdania przed wydaniem rozporządzenia określającego szczegółowe zasady sprawozdawczości.
744.	art. 28 projektu ustawy	Sea Wind	**Konieczność dostosowania do realiów rynkowych terminu na przedstawienie (wstępnych) warunków przyłączenia do sieci na potrzeby postępowań o wydanie pozwoleń i uzgodnień na lokalizację kabli eksportowych** W ramach Projektu zaproponowano, by pozwolenia ustalające lokalizację i warunki utrzymywania kabli na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego („**Pozwolenia**") oraz uzgodnienia dotyczące lokalizacji kabli oraz sposobów ich utrzymywania w wyłącznej strefie ekonomicznej RP („**Uzgodnienia**") były wydawane je dynie inwestorom, którzy uzyskali wstępne warunki przyłączenia albo warunki przyłączenia albo umowę lub umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej dla morskiej farmy wiatrowej, z której wyprowadzana będzie moc za pomocą zespołu	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga.

			urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów (art. 2 pkt 2 lit. b oraz pkt 3 w związku z art. 2 pkt 1 Projektu). W myśl art. 28 ust. 1 Projektu, po wejściu ww. regulacji mają one mieć zastosowanie do postępowań o wydanie Pozwoleń i Uzgodnień wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie przyszłej ustawy przyjętej na podstawie Projektu. W takich postępowaniach wnioskodawcy będą musieli uzupełnić złożone wnioski o wydanie Pozwoleń lub Uzgodnień, przedkładając (wstępne) warunki przyłączenia, warunki przyłączenia albo umowy przyłączeniowe w ciągu 30 dni od wejścia w życie ustawy nowelizującej, pod rygorem umorzenia postępowania (art. 28 ust. 3 Projektu). Zwracamy uwagę, że proponowany 30-dniowy termin jest zdecydowanie zbyt krótki, biorąc pod uwagę realia rynkowe w zakresie uzyskania choćby wstępnych warunków przyłączenia. Przede wszystkim, zgodnie z art. 48 ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych („**Ustawa Offshore**"), do wniosku o określenie warunków przyłączenia wytwórca dołącza pozwolenie na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich („**PSZW**") dla morskiej farmy wiatrowej, potwierdzające dopuszczalność lokalizacji danego źródła na terenie objętym planowaną inwestycją. Zatem już na etapie ubiegania się o warunki przyłączenia inwestor musi dysponować PSZW. Tymczasem od ponad 5 lat PSZW nie są wydawane: najpierw począwszy od 2017 r. minister właściwy do	

			spraw gospodarki morskiej zawieszał postępowania o wydanie PSZW do czasu przyjęcia planu zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich1; następnie, wejście w życie Ustawy Offshore zapoczątkowało proces umarzania wszczętych i niezakończonych postępowań o wydanie PSZW na podstawie art. 106 tej Ustawy. Dopiero od niedawna inwestorzy mogą składać wnioski o wydanie PSZW na skutek zwolnienia poszczególnych akwenów w wyłącznej strefie ekonomicznej RP. Nie zmienia to jednak faktu, że jeszcze przez jakiś czas PSZW nie będą przyznawane z uwagi na wszczynane dopiero postępowania rozstrzygające i ewentualne późniejsze zaskarżanie zapadłych w nich rozstrzygnięć. Również proces uzyskania samych warunków przyłączenia trwa o wiele dłużej niż 30 dni proponowane w art. 28 ust. 2 Projektu. Zgodnie z art. 50 ust. 2 Ustawy Offshore, operator sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej ma 150 dni na wydanie (wstępnych) warunków przyłączenia, licząc zasadniczo od dnia wniosku o ich określenie albo od dnia wniesienia zaliczki za ich wydanie (w zależności od tego, które z tych zdarzeń nastąpi później). Widać więc wyraźnie, że takie ramy czasowe zupełnie nie odpowiadają krótkiemu 30-dniowemu terminowi z art. 28 ust. 2 Projektu (nie wspominając już nawet o tym, że w praktyce operatorzy nie zawsze dotrzymują 150-dniowego terminu na wydanie warunków przyłączenia). Biorąc pod uwagę powyższe, brak odpowiedniego dostosowania terminu wskazanego w art. 28 ust. 2	

			Projektu będzie miał negatywny wpływ na przyszły rozwój projektów morskich farm wiatrowych w długim horyzoncie czasowym. **Propozycja zmiany Projektu – uzasadnienie:** Proponujemy odpowiednio dostosować ramy czasowe przewidziane dla uzupełnienia wniosków o wydanie Pozwoleń i Uzgodnień pod art. 28 ust. 2 Projektu, z uwzględnieniem czasu niezbędnego dla uzyskania PSZW oraz warunków przyłączenia do sieci. Proponujemy następujący mechanizm: (1) wszczęte i niezakończone w dniu wejścia w życie ustawy przyjętej na podstawie Projektu postępowania o wydanie Pozwoleń i Uzgodnień („**Postępowania**") zostaną zawieszone do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia wszystkich postępowań o wydanie PSZW dotyczących akwenów wymienionych w Załączniku 2 do Ustawy Offshore; (2) w ciągu 14 dni od dnia uzyskania PSZW, podmiot będący wnioskodawcą we wszczętym i niezakończonym Postępowaniu przedłoży właściwemu organowi administracji publicznej kopię uzyskanego PSZW wraz z potwierdzeniem jego prawomocności (z tym, żę w razie nieprzedłożenia PSZW w ciągu 14 dni od ostatecznego zakończenia ostatniego z postępowań o wydanie PSZW dotyczących akwenów wymienionych w Załączniku 2 do Ustawy Offshore, odpowiednie Postępowanie zostanie umorzone); (3) w ciągu 12 miesięcy od dnia przedłożenia PSZW zgodnie z punktem (2) powyżej, podmiot wnioskujący o wydanie na jego rzecz Pozwolenia lub Uzgodnienia przedłoży organowi administracji publicznej prowadzącemu Postępowanie	

			wstępne warunki przyłączenia albo warunki przyłączenia albo umowę lub umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej dla morskiej farmy wiatrowej; (4) w razie nieprzedłożenia organowi dokumentów przyłączeniowych w wymaganym terminie zgodnie z punktem powyżej, dane Postępowanie zostanie umorzone. Powyższy mechanizm zagwarantuje ochronę praw inwestorów, którzy racjonalnie planując proces inwestycyjny dla swoich projektów morskich farm wiatrowych, odpowiednio wcześnie wystąpili o wydanie Pozwoleń lub Uzgodnień pod aktualnie obowiązującymi przepisami. Równocześnie w razie nieprzedłożenia wymaganych dokumentów przyłączeniowych w odpowiednim terminie, Postępowania zostaną umorzone. **Art. 28 ust. 1** **Aktualne brzmienie** W sprawach o wydanie pozwoleń na układanie i utrzymanie kabli lub rurociągów, o których mowa w art. 26 ust. 1 ustawy zmienianej artykule 2, dotyczących zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementych, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepis art. 26 ust. 4 i 8 oraz art. 27 ust. 1a ustawy zmienianej w artykule 2 w brzmieniu, nadanym niniejszą ustawą. **Proponowane brzmienie** Sprawy o wydanie pozwoleń na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów, o których mowa w art. 26 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 2, lub uzgodnień, o których mowa w art. 27 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 2, dotyczących zespołów urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego	

			elementów, wszczęte i niezakończone przez dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, zawiesza się do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia wszystkich postępowań o wydanie pozwoleń, o których mowa w art. 23 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 2, dotyczących akwenów wymienionych w Załączniku 2 do ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. **Art. 28 ust. 2** W postępowaniach, o których mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy wnioskodawca uzupełnia wnioski o wydanie pozwolenia na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów lub wniosek o wydanie uzgodnienia. Wnioskodawca w postępowaniu o wydanie pozwoleń na układanie i utrzymanie kabli lub rurociągów, o których mowa w art. 26 ust. 1 ustawy zmienianiej w art. 2, lub uzgodnień o których mowa w art. 27 ust. 1 zmienianej w art. 2, dotyczących zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy lub jego elementów, w sprawach o których mowa w ust. 1 powyżej, przedkłada organowi prowadzącemu to postępowanie pozwolenie, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 2, w ciągu 14 dni od dnia jego uzyskania, co stanowi podstawę do wszczęcia postępowania zawieszonego zgodnie z art. 28 ust. 1 niniejszej ustawy. **Art. 28 ust. 3**	

			W przypadku nieuzupełnienia wniosku w terminie, o którym mowa w ust. 2, postępowania, o których mowa w ust. 1, umarza się. Nieprzedłożenie pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 2, w terminie 14 dni od dnia ostatecznego niego z postępowań o wydanie tego po- zwolenia, dotyczących akwenów wymienionych w Załączniku 2 do ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, stanowi podstawę do umorzenia postępowania o wydanie pozwoleń na układa- nie i utrzymywanie kabli lub rurociągów, o których mowa w art. 26 ust. 1ustawy zmienianej w art. 2, lub uzgodnień, o których mowa w art. 27 ust. 1 ustawy zmienianej **w** art. 2, dotyczących zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów.	
745.	Art. 30 projektu ustawy	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	„Art. 30. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza po raz pierwszy ocenę potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, znajdujących się w obszarze jego działania, o której mowa w art. 10d ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie do dnia 31 grudnia 2023 r.” Proponowane brzmienie: „Art. 30. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza po raz pierwszy ocenę potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, znajdujących się w obszarze jego działania, o której mowa w art. 10d ust. 1 ustawy	**Uwaga przyjęta**

			zmienianej w art. 4, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie do dnia 30 czerwca 2024 r.” Zaproponowano urealnienie terminu wykonania pierwszej analizy, o której mowa w proponowanym art. 10d ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, przez OSD elektroenergetycznego. Brak jest wiedzy na temat planowanego terminu wejścia w życie procedowanego projektu ustawy, niemniej jednak, biorąc pod uwagę zakres ww. analizy oraz sprawozdań, o których mowa w proponowanych art. 7b ust. 5 oraz w art. 7c ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, zakres analizy OSD elektroenergetycznego jest dużo szerszy i wymaga znacznie więcej pracy, tymczasem zarówno dla analizy, jak i sprawozdań zaproponowano w projekcie ustaw ten sam termin na złożenie każdego z nich.	
746.	Art. 30 Projektu ustawy	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** Art. 30. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza po raz pierwszy ocenę potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, znajdujących się w obszarze jego działania, o której mowa w art. 10d ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie do dnia 30 czerwca 2024 r.” **Uzasadnienie:** Zaproponowano urealnienie terminu wykonania pierwszej analizy, o której mowa w proponowanym art. 10d ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, przez OSD elektroenergetycznego. Brak jest wiedzy na temat planowanego terminu wejścia w życie procedowanego projektu ustawy, niemniej jednak, biorąc	**Uwaga przyjęta**

			pod uwagę zakres ww. analizy oraz sprawozdań, o których mowa w proponowanych art. 7b ust. 5 oraz w art. 7c ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, zakres analizy OSD elektroenergetycznego jest dużo szerszy i wymaga znacznie więcej pracy, tymczasem zarówno dla analizy, jak i sprawozdań zaproponowano w projekcie ustaw ten sam termin na złożenie każdego z nich.	
747.	Art. 30 Projektu ustawy	PGE	Art. 30. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza po raz pierwszy ocenę potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, znajdujących się w obszarze jego działania, o której mowa w art. 10d ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie do dnia 30 czerwca **2024** r. Uzasadnienie: Zaproponowano urealnienie terminu wykonania pierwszej analizy, o której mowa w proponowanym art. 10d ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, przez OSD elektroenergetycznego. Brak jest wiedzy na temat planowanego terminu wejścia w życie procedowanego projektu ustawy, niemniej jednak, biorąc pod uwagę zakres ww. analizy oraz sprawozdań, o których mowa w proponowanych art. 7b ust. 5 oraz w art. 7c ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, zakres analizy OSD elektroenergetycznego jest dużo szerszy i wymaga znacznie więcej pracy, tymczasem zarówno dla analizy, jak i sprawozdań zaproponowano ten sam termin na złożenie każdego z nich.	**Uwaga przyjęta**
748.	Art. 30 Projektu ustawy	Tauron Polska Energia S. A.	Uwaga analogiczna do uwagi do Art. 4 pkt. 8 (projektowany art. 10d. uPE). Przepis zobowiązuje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do sporządzenia oceny	**Uwaga przyjęta** w zakresie korekty redakcyjnej i nałożenia obowiązku przekazywania informacji *„3. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, których systemów ciepłowniczych lub*

			potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na jego rzecz - operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych nie posiadają kompetencji a także dostępu do stosownych informacji i danych o systemach ciepłowniczych lub chłodniczych, na podstawie których mogliby dokonać takiej oceny. Nie widzimy celowości wykonywania takiej analizy. Operator korzysta/będzie korzystał z różnych źródeł elastyczności bez dyskryminacji lub faworyzowania którykolwiek z nich. Dla OSD nie jest istotny sposób (przyczyna) zmiany wzorca zachowań w przy poborze lub generacji energii elektrycznej. Proponujemy wykreślenie.	*chłodniczych dotyczy ocena potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych i przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła lub chłodu, których urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła lub chłodu wchodzą w skład systemów ciepłowniczych lub chłodniczych objętych tą oceną przekazują operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego informacje niezbędne do sporządzenia tej oceny. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wykorzystuje informacje z zachowaniem tajemnicy przedsiębiorstwa.* *."*
749.	Zmiana art. 33 projektu	PGNIG	Zmiana art. 33 Projektu „Art. 33. Przepisów art. 38ag, art. 70b ust. 8, art. 70h ust. 5, art. 74 ust. 7 **oraz art. 83b - 83l** ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie stosuje się do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany w tych przepisach nie stanowią nowej pomocy publicznej. Uzasadnienie: Poddajemy pod rozwagę objęcie obowiązkiem notyfikacji także wsparcia operacyjnego wprowadzonego w art. 83b-83l Projektu.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** W rzeczonym artykule uwzględniono projektowany art. 83b ust. 2 ustawy zmienianej, jako pierwszy możliwy etap wejścia do systemu wsparcia operacyjnego.
750.	Zmiana art. 33 projektu	Polskie Towarzystwo	**Propozycja:** Przepisów art. 38ag, art. 70b ust. 8, art. 70h ust. 5, art. 74 ust. 7 oraz art. 83b ¬ 83l ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie	**Uwaga kierunkowo przyjęta** W art. 33 uwzględniono projektowany art. 83b ust. 2 ustawy zmienianej, jako pierwszy możliwy etap wejścia do systemu wsparcia operacyjnego.

		Elektrociepłowni Zawodowych	stosuje się do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany w tych przepisach nie stanowią nowej pomocy publicznej. **Uzasadnienie:** Ze względu na to, że system wsparcia operacyjnego stanowi pomoc publiczną należy przewidzieć zawieszenie jego funkcjonowania do czasu uzyskania decyzji Komisji Europejskiej.	
751.	Zmiana art. 33 projektu	PGNIG TERMIKA	Zmiana art. 33 Projektu: „Art. 33. Przepisów art. 38ag, art. 70b ust. 8, art. 70h ust. 5, art. 74 ust. 7 **oraz art. 83b - 83l** ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie stosuje się do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany w tych przepisach nie stanowią nowej pomocy publicznej. Uzasadnienie: Poddajemy pod rozwagę objęcie obowiązkiem notyfikacji także wsparcia operacyjnego wprowadzonego w art. 83b-83l Projektu.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** W art. 33 (wg ostatecznej numeracji art. 39) uwzględniono projektowany art. 83b ust. 2 ustawy zmienianej, jako pierwszy możliwy etap wejścia do systemu wsparcia operacyjnego.
752.	Art. 35 ust. 2a	Izba Gospodarcza	„2a) art. 4 pkt 10 oraz pkt 13 lit. aa, które wchodzą w życie z dniem 1 stycznia 2025 r.”;	**Uwaga nieprzyjęta**

	projektu ustawy	Ciepłownictwo Polskie Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	Proponuje się, aby przepisy wprowadzające mechanizm wydzielenia komponentu kosztu zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych ze średniej ceny sprzedaży ciepła z jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji weszły w życie 1 stycznia 2025 r.	Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji. Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla.
753.	Dodanie Art. 35 pkt 2a projektu ustawy	PGE	Proponujemy dodanie pkt 2a w art. 35 **„2a) art. 4 pkt 10 oraz pkt 13 lit. aa, które wchodzą w życie z dniem 1 stycznia 2025 r.";** **Uzasadnienie:** Proponujemy, aby przepisy wprowadzające mechanizm wydzielenia komponentu kosztu zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych ze średniej ceny sprzedaży ciepła z jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji weszły w życie 1 stycznia 2025 r.	**Uwaga nieprzyjęta** Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji. Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla.
754.	Nowy artykuł w przepisach przejściowych	UPEBI, ISEE	Proponuje się wprowadzenie przepisu przejściowego w brzmieniu: *„1. Wytwórca, o którym mowa w art. 70a ust. 1 lub 2 ustawy zmienianej w art. 1, którego oferta wygrała aukcję, o której mowa w art. 72, rozstrzygniętą przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, może złożyć deklarację, o której mowa w art. 70b ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1.* *2. W przypadku uzyskania przez wytwórcę, o którym mowa w ust. 1, zaświadczenia, o którym mowa w art. 70b ust. 8:* *1) Przyjmuje się, iż w przypadku instalacji wytwórcy, o którym mowa w ust. 1, za stałą cenę, o*	**Uwaga nieprzyjęta** W opinii Ministerstwa Klimatu i Środowiska wytwórca wchodząc do aukcyjnego systemu wsparcia i zobowiązując się do rozliczenia obowiązku sprzedaży energii w postaci biogazu w ilości oraz cenie określonej przez niego w ofercie, powinien być zobligowany do jej dochowania, nie zaś migracji do alternatywnych mechanizmów i zmiany warunków wsparcia oraz profilu produkcji. Przedmiotowy projekt przewiduje jednocześnie uwzględnienie na korzyść wytwórcy sytuację, w której wytworzony biogaz wykorzystany został do wytworzenia biometanu, co tym samym zabezpiecza jego funkcjonowanie w ramach systemu aukcyjnego w tego typu okolicznościach.

			której mowa w art. 70e ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, przyjmuje się cenę skorygowaną, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10 ustawy zmienianej w art. 1, obowiązującą na dzień uzyskania zaświadczenia, o którym mowa w ust. 1. *2) Prawa i obowiązki tego wytwórcy wynikające ze złożenia oferty, która wygrała aukcję, wygasają z końcem kwartału następującego po kwartale, w którym wytwórca uzyskał to zaświadczenie.* *3. W przypadku, o którym mowa w ust. 2, wytwórca rozpoczyna sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej na zasadach określonych w art. 70a ust. 1 lub 2, z początkiem drugiego kwartału następującego po kwartale, w którym wytwórca uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8 ustawy zmienianej w art. 1.* *Proponuje się za wprowadzenie przepisów umożliwiających migrację projektów biogazowych funkcjonujących w systemie aukcyjnym na system taryf gwarantowanych. Uelastycznienie obowiązku spowoduje możliwość, iż za parę lat mogą one zmienić profil produkcji na biometan.* *W dotychczasowych deklaracjach ze strony ówczesnego Ministerstwa Energii padały zapewnienia dotyczące możliwości przekwalifikowania się instalacji kogeneracyjnych na biometanownie oraz wypełnienie zobowiązania produkcji energii elektrycznej w postaci biometanu. Wskutek zmiany założeń systemu wsparcia biometanu proponuje się umożliwienie już*	

			funkcjonującym biogazowniom zrezygnowanie z obliga aukcyjnego, a następnie wybranie profilu działalności ukierunkowanego na biometan.	
Propozycje zmian w innych aktach prawnych				
755.	Nowy art. po art. 6 projektu ustawy dot. ustawy Prawo wodne	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW)	**Propozycja:** Proponujemy dodanie przepisów likwidujących bariery administracyjne dla elektrowni wodnych w ustawie Prawo wodne. Propozycja przepisów: Art. 6a. W ustawie z dnia 20 lipca 2017 – Prawo wodne (Dz. U. 2017 poz. 1566 z późn. zm.): 1) w art. 265 dodaje się ust. 7a, 17 i 18 w brzmieniu: „7a. W przypadku, o którym mowa w ust. 7 pkt 3 okres dzierżawy nieruchomości na cele prowadzenia przedsięwzięć związanych z energetyką wodną jest równy okresowi na jaki wydano pozwolenie wodnoprawne. 17. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, wysokość opłat rocznych za oddanie w dzierżawę nieruchomości niebędących mieniem, o którym mowa w art. 261 ust. 1, których oddanie w dzierżawę nastąpiło w drodze bezprzetargowej na cele prowadzenia przedsięwzięć związanych z energetyką wodną. 18. W przypadku poniesienia przez podmiot biorący w dzierżawę, o której mowa w ust. 17 nakładów inwestycyjnych związanych z poprawą stanu technicznego oddawanej w dzierżawę nieruchomości, zwalnia się ten podmiot z opłat za	**Uwaga nieprzyjęta** Wykracza poza zakres regulacji.

			oddanie w dzierżawę do czasu zwrotu tych nakładów inwestycyjnych.” 2) art. 400 ust. 1 nadać brzmienie: „1. Pozwolenie wodnoprawne wydaje się w terminie 60 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku o wydanie pozwolenia wodnoprawnego, w drodze decyzji na czas określony, nie dłuższy niż 30 lat, liczony od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna.” 3) w art. 414 ustawy Prawo wodne ust. 2-10 otrzymują brzmienie: „2. Pozwolenia wodnoprawne, o których mowa w art. 389 pkt 1–3, nie wygasają, jeżeli zakład w terminie 90 dni przed upływem okresu, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, złoży wniosek określający dla których usług wodnych lub których rodzajów szczególnego korzystania z wód pozwolenie ma być przedłużone; 3.uchyla się 4.Jeżeli wniosek, o którym mowa w ust. 2, jest niekompletny, organ właściwy w sprawach pozwoleń wodnoprawnych wzywa do jego uzupełnienia w terminie 14 dni. 5.W przypadku braku uzupełnienia, o którym mowa w ust. 4, w wyznaczonym terminie, wniosek, o którym mowa w ust. 2, pozostawia się bez rozpatrzenia. 6.W razie stwierdzenia, że zachodzą okoliczności, o których mowa w art. 399 ust. 1, organ właściwy w	

			sprawach pozwoleń wodnoprawnych, w drodze decyzji, odmawia przedłużenia okresu, o którym mowa w ust. 1 pkt 1. 7. W razie stwierdzenia, że nie zachodzą okoliczności, o których mowa w art. 399 ust. 1, organ właściwy w sprawach pozwoleń wodnoprawnych ustala, w drodze decyzji, kolejny okres obowiązywania pozwolenia wodnoprawnego, nie dłuższy niż 20 lat, a w przypadku pozwolenia wodnoprawnego na: 1) wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi – na okres nie dłuższy niż 10 lat, 2) wprowadzanie ścieków przemysłowych zawierających substancje szczególnie szkodliwe do urządzeń kanalizacyjnych będących własnością innych podmiotów – na okres nie dłuższy niż 4 lata, 3) wydobywanie z wód powierzchniowych, w tym z morskich wód wewnętrznych wraz z wodami wewnętrznymi Zatoki Gdańskiej oraz wód morza terytorialnego, kamienia, żwiru, piasku oraz innych materiałów, a także wycinanie roślin z wód lub brzegu – na okres nie dłuższy niż 5 lat – liczony od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna. 8. Do postępowań, o których mowa w ust. 2, przepisy art. 401 stosuje się odpowiednio. 9. Terminy, o których mowa w ust. 1 pkt 3 i 4, dla pozwolenia wodnoprawnego na wykonanie	

			urządzeń wodnych mogą zostać przedłużone, w drodze decyzji, na okres nie dłuższy niż 3 lata, jeżeli wnioskodawca przed wygaśnięciem pozwolenia wodnoprawnego wystąpi z wnioskiem do organu właściwego w sprawach pozwoleń wodnoprawnych oraz jeżeli nie będzie to sprzeczne z przepisami art. 396 i nie będzie wymagać przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko lub na obszar Natura 2000. 10. Do wniosku w sprawie rozpatrywanej przez ministra właściwego do spraw gospodarki wodnej, o którym mowa w ust. 2 lub w ust. 9 dołącza się oryginał albo kopię pozwolenia wodnoprawnego potwierdzoną za zgodność z oryginałem.” W dyrektywie RED II wdrażanej ustawą nowelizującą zwrócono uwagę na fakt, że długotrwałe procedury administracyjne stanowią poważną barierę administracyjną dla rozwoju odnawialnych źródeł energii i są kosztowne. Zaproponowane zmiany w ustawie Prawo wodne mają na celu uproszczenie administracyjnych procedur wydawania zezwoleń dla elektrowni wodnych w połączeniu z jednoznacznymi terminami wydawania decyzji przez właściwe organy. Uzasadnienie do pkt 1: Od wielu lat za jedną z głównych przyczyn bardzo niskiego poziomu zagospodarowania istniejących piętrzeń, a tym samym niewielkiego stopnia wykorzystania potencjału energetycznego polskich rzek, uznaje się brak skutecznych regulacji w	

			zakresie udostępniania inwestorom obiektów piętrzących. Prawo wodne reguluje zasady udostępniania państwowych obiektów hydrotechnicznych, w tym obiektów piętrzących wodę niezbędnych m.in. do funkcjonowania elektrowni wodnych. Obiekty są udostępniane w drodze przetargów lub w określonych przypadkach bezprzetargowo. PGW Wody Polskie są jednocześnie organem wydającym decyzje administracyjne (pozwolenie wodnoprawne), jak i podmiotem gospodarującym urządzeniami wodnymi (budowlami piętrzącymi) należącymi do Skarbu Państwa. Pomimo zwolnienia z procedury przetargowej w przypadku dysponowania pozwoleniem wodnoprawnym przez przedsiębiorcę, proces zawierania umowy dotyczącej dzierżawy obiektu piętrzącego z administratorem obiektu, czyli PGW Wody Polskie jest długotrwały i niepewny. Oznacza to, że inwestor, pomimo uzyskania stosownego pozwolenia wodnoprawnego na wykonanie elektrowni wodnej i korzystania z wody na cele hydroenergetyczne może mieć problem z zawarciem umowy na korzystanie z urządzeń, pomimo, że umowę zawiera z tym samym podmiotem, który wydał pozwolenie. Ponadto nie określono maksymalnych stawek opłat za użytkowanie piętrzeń udostępnianych bezprzetargowo, co sprawia, że mogą być one dowolnie i uznaniowo wyznaczane przez PGW Wody Polskie. Tymczasem w przypadku wszystkich innych opłat określanych w Prawie wodnym	

			przewidziano maksymalne lub jednostkowe ich stawki. PGW Wody Polskie będąc jednocześnie organem wydającym decyzje administracyjne, podmiotem zarządzającym mieniem w postaci obiektów piętrzących oraz inwestorem w energetykę wodną stoją w pozycji bardzo uprzywilejowanej względem pozostałych inwestorów w branży i mogą wykorzystywać swoją przewagę np. blokując dostęp do wybranych obiektów piętrzących innym inwestorom. Zaproponowana zmiana obejmuje: 1. Wprowadzenie do ustawy Prawo wodne zasady, że uzyskanie pozwolenia wodnoprawnego na wykonanie elektrowni wodnej i korzystanie z wód do celów hydroenergetycznych zobowiązuje PGW Wody Polskie do podpisania z podmiotem dysponującym takim pozwoleniem umowy na użytkowanie piętrzenia na okres obowiązywania pozwolenia. 2. Uzupełnienie przepisów ustawy Prawo wodne o delegację ustawową do wydania rozporządzenia określającego stawki opłat za użytkowanie piętrzeń udostępnianych bezprzetargowo. 3. Dodanie przepisu, zgodnie z którym w przypadku poniesienia przez inwestora nakładów finansowych związanych z poprawą stanu technicznego budowli piętrzącej, inwestor byłby zwolniony z opłat za użytkowanie tej budowli do czasu zwrotu nakładów inwestycyjnych, co pozwoli dostosować warunki umowy do konkretnego	

			obiektu. Należy bowiem podkreślić, że udostępniane budowle hydrotechniczne znajdują się często w bardzo złym stanie technicznym (są zrujnowane i nie pełnią przypisanych im funkcji), a ich odbudowa przez prywatnych inwestorów umożliwia przywrócenie zdegradowanego majątku Skarbu Państwa do stanu funkcjonalności. Uzasadnienie do pkt 2: Zmiana ma na celu wskazanie konkretnego terminu na rozpatrzenie wniosku o wydanie pozwolenia wodnoprawnego przez uprawnione do tego organy. **Uzasadnienie do pkt 3:** Proponowane rozwiązanie urealni możliwość złożenia wniosku o przedłużenie pozwolenia, gdyż dotychczasowe zapisy ustawy powodowały, że istniejący w tym zakresie przepis był martwy. Do tej pory nie było możliwe przedłużenie pozwolenia, gdyż wnioskodawca oświadczyć musiał, że aktualność zachowały zapisy operatu, które siłą rzeczy nie są aktualne po kilkudziesięciu latach ze względu na zmiany podstaw prawnych ich sporządzania. W proponowanym rozwiązaniu wystarczy weryfikacja ze strony urzędu czy dotychczasowe pozwolenie nie narusza ustaleń dokumentów planistycznych, o których mowa w art. 396 ust. 1 pkt 1–7, oraz czy spełnia wymagania, o których mowa w art. 396 ust. 1 pkt 8 dotyczące ochrony zdrowia ludzi, środowiska, ochrony przyrody i dóbr kultury wpisanych do rejestru zabytków oraz wynikające z przepisów ustawy Prawo wodne i przepisów odrębnych. W przypadku przedłużenia ważności pozwolenia podmiot	

			zobowiązany jest do przestrzegania warunków dotychczasowego pozwolenia (występuje tylko o wydłużenie terminu jego obowiązywania).	
756.	Art. 395 pkt 17 Prawo wodne	PGE	Proponujemy dodanie pkt 17 w art. 395 **17) ułożenie i utrzymywanie na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego kabli służących do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych, dla których wydane zostało pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ust. 1 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2020 r. poz. 2135 oraz z 2021 r. poz. 234 i 1718**.) Uzasadnienie: Celem propozycji jest uniknięcie konieczności uzyskiwania pozwolenia wodnoprawnego dla przedsięwzięcia, dla którego inwestor uzyskał już pozwolenie na lokalizację kabli podmorskich. Rozwiązanie to byłoby zgodne z wyrażoną w art. 6 Prawa wodnego ogólną zasadą, zgodnie z którą ustawy nie stosuje się do morskich wód wewnętrznych i wód morza terytorialnego w zakresie, w jakim korzystanie z tych wód i gruntów jest uregulowane w ustawie o obszarach morskich.	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja poza zakresem projektowanej regulacji. Dodatkowo należy wyjaśnić, że projektowane rozwiązania dotyczące inwestycji w morskie farmy wiatrowe, zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu.* W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji offshore.
757.	Nowy art. po art. 6 projektu	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni	**Propozycja:**	**Uwaga bezprzedmiotowa** Uwaga spoza zakresu regulacji.

	ustawy dot. ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym	Wodnych (TRMEW)	Proponujemy dodanie zmian likwidujących bariery administracyjne dla elektrowni wodnych w ustawie o planowaniu przestrzennym. Propozycja przepisów: Art. 6a. W ustawie o planowaniu przestrzennym w art. 15 po ust. 4 dodać ust. 5 w brzmieniu: 5. Plan miejscowy umożliwia lokalizację urządzeń wodnych, o których mowa w art. 16 pkt 65 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2233), służących do kształtowania zasobów wodnych lub korzystania z tych zasobów na cele energetyczne, w tym w szczególności urządzeń lub budowli piętrzących, kanałów, sztucznych zbiorników usytuowanych na wodach płynących oraz obiektów energetyki wodnej, również w przypadku innego przeznaczenia terenu niż produkcyjne, chyba że ustalenia planu miejscowego zakazują lokalizacji takich urządzeń."; **Uzasadnienie:** W dyrektywie RED II wdrażanej ustawą nowelizującą zwrócono uwagę na fakt, że długotrwałe procedury administracyjne stanowią poważną barierę administracyjną dla rozwoju odnawialnych źródeł energii i są kosztowne. Zaproponowane zmiany w ustawie o planowaniu przestrzennym mają na celu uproszczenie administracyjnych procedur wydawania zezwoleń dla elektrowni wodnych Proponujemy, aby urządzenia wodne kształtujące stosunki wodne i służące do wytwarzania energii, w tym małe elektrownie wodne, można było realizować na terenach, w których istnieją MPZP	Uwaga dotyczy ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, która jest przedmiotem znaczącej nowelizacji (projekt ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw UD369), skierowanego do konsultacji w kwietniu 2022 r. Stosowne uwagi winny być zgłoszone w trakcie tych konsultacji.

			nawet w przypadku, gdy przeznaczenie terenu w tych planach jest inne niż produkcyjne. Skutkiem będzie przyspieszenie, a w niektórych przypadkach w ogóle umożliwienie realizacji inwestycji tego typu zlokalizowanych na obszarach objętych MPZP. Zgodnie z aktualnie obowiązującymi przepisami warunki lokalizacji małej elektrowni wodnej uzgadnia się na jeden z dwóch sposobów. W gminach nie posiadających miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (MPZP) inwestycje realizowane są w oparciu o wydawane indywidualnie decyzje w sprawie warunków zabudowy, a w gminach, które posiadają miejscowy plan - realizacja inwestycji musi być zgodna z tym planem. Niestety w przypadku większości MPZP, możliwość lokalizacji elektrowni wodnych nie jest w nich przewidziana. Tymczasem urządzenia wodne, do jakich należą elektrownie wodne, lokalizuje się najczęściej na terenach zalewowych. Tego typu tereny nie są w miejscowych planach przeznaczane na działalność produkcyjną. Koszt zmiany planu, wynoszący od kilkudziesięciu do kilkuset tysięcy złotych, w celu umożliwienia zrealizowania inwestycji hydroenergetycznej jest w przypadku niewielkich instalacji niewspółmiernie wysoki do skali przedsięwzięcia. Ponadto, czas oczekiwania na uchwalenie zmian w planie wynosi często kilka lat, co znacznie wydłuża okres przygotowania inwestycji, a ponadto, gminy nie są zainteresowane zmienianiem planu, aby uwzględnić w nim niewielkie inwestycje OZE.	

			Zgodnie z aktualnie obowiązującymi przepisami warunki lokalizacji małej elektrowni wodnej uzgadnia się na jeden z dwóch sposobów. W gminach nie posiadających miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (MPZP) inwestycje realizowane są w oparciu o wydawane indywidualnie decyzje w sprawie warunków zabudowy, a w gminach, które posiadają miejscowy plan - realizacja inwestycji musi być zgodna z tym planem. Niestety w przypadku większości MPZP, możliwość lokalizacji elektrowni wodnych nie jest w nich przewidziana. Tymczasem urządzenia wodne, do jakich należą elektrownie wodne, lokalizuje się najczęściej na terenach zalewowych. Tego typu tereny nie są w miejscowych planach przeznaczane na działalność produkcyjną. Koszt zmiany planu, wynoszący od kilkudziesięciu do kilkuset tysięcy złotych, w celu umożliwienia zrealizowania inwestycji hydroenergetycznej jest w przypadku niewielkich instalacji niewspółmiernie wysoki do skali przedsięwzięcia. Ponadto, czas oczekiwania na uchwalenie zmian w planie wynosi często kilka lat, co znacznie wydłuża okres przygotowania inwestycji, a ponadto, gminy nie są zainteresowane zmienianiem planu, aby uwzględnić w nim niewielkie inwestycje OZE.	
758.	Nowy art. po art. 6 projektu ustawy dot. ustawy o planowaniu i	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW)	**Propozycja:** Proponujemy dodanie zmian likwidujących bariery administracyjne dla elektrowni wodnych w ustawie o planowaniu przestrzennym. Propozycja przepisów: Art. 6a. W ustawie o planowaniu przestrzennym w art. 15 po ust. 4 dodać ust. 5 w brzmieniu:	**Uwaga bezprzedmiotowa** Uwaga spoza zakresu regulacji. Uwaga dotyczy ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, która jest przedmiotem znaczącej nowelizacji (projekt ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw UD369), skierowanego do konsultacji w kwietniu 2022 r. Stosowne uwagi winny być zgłoszone w trakcie tych konsultacji.

	zagospodarowaniu przestrzennym		5. Plan miejscowy umożliwia lokalizację urządzeń wodnych, o których mowa w art. 16 pkt 65 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2233), służących do kształtowania zasobów wodnych lub korzystania z tych zasobów na cele energetyczne, w tym w szczególności urządzeń lub budowli piętrzących, kanałów, sztucznych zbiorników usytuowanych na wodach płynących oraz obiektów energetyki wodnej, również w przypadku innego przeznaczenia terenu niż produkcyjne, chyba że ustalenia planu miejscowego zakazują lokalizacji takich urządzeń."; **Uzasadnienie:** W dyrektywie RED II wdrażanej ustawą nowelizującą zwrócono uwagę na fakt, że długotrwałe procedury administracyjne stanowią poważną barierę administracyjną dla rozwoju odnawialnych źródeł energii i są kosztowne. Zaproponowane zmiany w ustawie o planowaniu przestrzennym mają na celu uproszczenie administracyjnych procedur wydawania zezwoleń dla elektrowni wodnych Proponujemy, aby urządzenia wodne kształtujące stosunki wodne i służące do wytwarzania energii, w tym małe elektrownie wodne, można było realizować na terenach, w których istnieją MPZP nawet w przypadku, gdy przeznaczenie terenu w tych planach jest inne niż produkcyjne. Skutkiem będzie przyspieszenie, a w niektórych przypadkach w ogóle umożliwienie realizacji inwestycji tego typu zlokalizowanych na obszarach objętych MPZP.	

			Zgodnie z aktualnie obowiązującymi przepisami warunki lokalizacji małej elektrowni wodnej uzgadnia się na jeden z dwóch sposobów. W gminach nie posiadających miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (MPZP) inwestycje realizowane są w oparciu o wydawane indywidualnie decyzje w sprawie warunków zabudowy, a w gminach, które posiadają miejscowy plan - realizacja inwestycji musi być zgodna z tym planem. Niestety w przypadku większości MPZP, możliwość lokalizacji elektrowni wodnych nie jest w nich przewidziana. Tymczasem urządzenia wodne, do jakich należą elektrownie wodne, lokalizuje się najczęściej na terenach zalewowych. Tego typu tereny nie są w miejscowych planach przeznaczane na działalność produkcyjną. Koszt zmiany planu, wynoszący od kilkudziesięciu do kilkuset tysięcy złotych, w celu umożliwienia zrealizowania inwestycji hydroenergetycznej jest w przypadku niewielkich instalacji niewspółmiernie wysoki do skali przedsięwzięcia. Ponadto, czas oczekiwania na uchwalenie zmian w planie wynosi często kilka lat, co znacznie wydłuża okres przygotowania inwestycji, a ponadto, gminy nie są zainteresowane zmienianiem planu, aby uwzględnić w nim niewielkie inwestycje OZE. Zgodnie z aktualnie obowiązującymi przepisami warunki lokalizacji małej elektrowni wodnej uzgadnia się na jeden z dwóch sposobów. W gminach nie posiadających miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (MPZP) inwestycje realizowane są w oparciu o wydawane indywidualnie decyzje w sprawie warunków zabudowy, a w gminach, które posiadają miejscowy	

			plan - realizacja inwestycji musi być zgodna z tym planem. Niestety w przypadku większości MPZP, możliwość lokalizacji elektrowni wodnych nie jest w nich przewidziana. Tymczasem urządzenia wodne, do jakich należą elektrownie wodne, lokalizuje się najczęściej na terenach zalewowych. Tego typu tereny nie są w miejscowych planach przeznaczane na działalność produkcyjną. Koszt zmiany planu, wynoszący od kilkudziesięciu do kilkuset tysięcy złotych, w celu umożliwienia zrealizowania inwestycji hydroenergetycznej jest w przypadku niewielkich instalacji niewspółmiernie wysoki do skali przedsięwzięcia. Ponadto, czas oczekiwania na uchwalenie zmian w planie wynosi często kilka lat, co znacznie wydłuża okres przygotowania inwestycji, a ponadto, gminy nie są zainteresowane zmienianiem planu, aby uwzględnić w nim niewielkie inwestycje OZE.	
759.	Zmiana art. 21, ustawy o promowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	a) w ust. 3 dodaje się pkt 3a w następującym brzmieniu: „3a) wskazanie planowanej daty rozpoczęcia okresu, w którym wytwórca, w przypadku wygrania aukcji, będzie korzystać z systemu wsparcia, o którym mowa w rozdziale 3, oraz okresu tego wsparcia;”	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja wykracza poza obszar regulowany przepisami niniejszego projektu
760.	Dodanie art. 21 ust. 9 -12 ustawy o promowa	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni	„9. Dopuszczalne jest dokonanie jednokrotnej aktualizacji oferty, która wygrała aukcję, w zakresie: 1) planowanej daty rozpoczęcia okresu korzystania z systemu wsparcia, o którym mowa w rozdziale 3, o	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja wykracza poza obszar regulowany przepisami niniejszego projektu

	niu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji	Zawodowych	której mowa w ust. 3 pkt 3a, z uwzględnieniem ust. 3 pkt 7 lit. b, lub ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 3, z zastrzeżeniem, że łączna ilość energii, o której mowa w ust. 3 pkt 3 oraz okres, o którym mowa w ust. 3 pkt 3a, określone w ofercie nie mogą ulec zmianie; 2) mocy zainstalowanej elektrycznej jednostki kogeneracji, o której mowa w ust. 3 pkt 2, z zastrzeżeniem, że łączna zaktualizowana moc tej jednostki nie zmieni pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 2 pkt 14 lit. a, art. 2 pkt 46 lit. a lub art. 4 ust. 1, właściwej dla tej jednostki w dniu złożenia oferty; 3) rodzaju jednostki kogeneracji, w której będzie wytwarzana energia elektryczna przez uczestnika aukcji, z zastrzeżeniem braku możliwości zmiany rodzaju paliwa. 10. Aktualizacja oferty następuje przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia wytwórcy zawierającego informacje, o których mowa w ust. 9, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem: 1) pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w systemie, o którym mowa w rozdziale 3; 2) złożenia pierwszego wniosku o wypłatę premii kogeneracyjnej, o którym mowa w art. 24 ust. 2 pkt 2. 11. W przypadku gdy aktualizacja oferty dokonana przez wytwórcę nie spełnia warunków określonych w ust. 9 lub została złożona po terminie, o którym mowa w ust. 10, oferta nie podlega aktualizacji. 12. O dokonaniu aktualizacji oferty zgodnie z ust. 9 i 10 Prezes URE informuje wytwórcę oraz operatora rozliczeń, w terminie 21 dni od dnia otrzymania oświadczenia wytwórcy.”;	

761.	Dodanie art. 47 ust. 3 pkt. 4a ustawy o promowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	4a) wskazanie planowanej daty rozpoczęcia okresu, w którym wytwórca, w przypadku wygrania naboru, będzie korzystać z systemu wsparcia, o którym mowa w rozdziale 5, oraz okresu tego wsparcia	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja wykracza poza obszar regulowany przepisami niniejszego projektu
762.	Dodanie art. 47 ust. 6-9 ustawy o promowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji	Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych	**Propozycja:** 6. Dopuszczalne jest dokonanie jednokrotnej aktualizacji oferty, która wygrała nabór, w zakresie: 1) planowanej daty rozpoczęcia okresu korzystania z systemu wsparcia, o którym mowa w rozdziale 5, o której mowa w ust. 3 pkt 4a, z uwzględnieniem ust. 3 pkt 9, lub ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 4, z zastrzeżeniem, że łączna ilość energii, o której mowa w ust. 3 pkt 4 oraz okres, o którym mowa w ust. 3 pkt 4a, określone w ofercie nie mogą ulec zmianie; 2) mocy zainstalowanej elektrycznej jednostki kogeneracji, o której mowa w ust. 3 pkt 2, z zastrzeżeniem, że łączna zaktualizowana moc tej jednostki nie zmieni pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 2 pkt 14 lit. b, art. 2 pkt 46 lit. b lub art. 6 ust. 1 pkt 1, właściwej dla tej jednostki w dniu złożenia oferty; 3) rodzaju jednostki kogeneracji, w której będzie wytwarzana energia elektryczna przez uczestnika	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja wykracza poza obszar regulowany przepisami niniejszego projektu

			naboru, z zastrzeżeniem braku możliwości zmiany rodzaju paliwa. 7. Aktualizacja oferty następuje przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia wytwórcy zawierającego informacje, o których mowa w ust. 6, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem: 1) pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w systemie wsparcia, o którym mowa w rozdziale 5; 2) złożenia pierwszego wniosku o wypłatę premii kogeneracyjnej indywidualnej, o którym mowa w art. 52 ust. 2 pkt 2. 8. W przypadku gdy aktualizacja oferty dokonana przez wytwórcę nie spełnia warunków określonych w ust. 6 lub została złożona po terminie, o którym mowa w ust. 7, oferta nie podlega aktualizacji. 9. O dokonaniu aktualizacji oferty zgodnie z ust. 6 i 7 Prezes URE informuje wytwórcę oraz operatora rozliczeń, w terminie 21 dni od dnia otrzymania oświadczenia wytwórcy. **Uzasadnienie:** Istnieje konieczność wprowadzenia możliwości jednorazowej aktualizacji oferty aukcyjnej. Brak możliwości aktualizacji daty rozpoczęcia ubiegania się o wsparcie przez nowe instalacje, podobnie jak rodzaju jednostki kogeneracji (bez możliwości zmiany rodzaju paliwa) oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej, stanowi niepotrzebne utrudnienie w planowaniu i realizacji inwestycji kogeneracyjnych. Odpowiednie postanowienia zostały już wprowadzone do ustawy OZE. Dla zapewnienia spójności systemu i wsparcia inwestycji w jednostki kogeneracji należy wprowadzić je także w ustawie o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.	

763.	Zmiana 21, 47 oraz 82 ustawy o promowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji	PGNIG	Propozycja: Zmiana art. 21, 47 oraz 82 ustawy o promowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji (dalej: „**Ustawa CHP**”) • Dodanie art. 21 ust. 3 pkt 3a Ustawy CHP ***„3a) wskazanie planowanej daty rozpoczęcia okresu, w którym wytwórca, w przypadku wygrania aukcji, będzie korzystać z systemu wsparcia, o którym mowa w rozdziale 3, oraz okresu tego wsparcia;”*** • Dodanie art. 21 ust. 9 – 12 Ustawy CHP ***„9. Dopuszczalne jest dokonanie jednokrotnej aktualizacji oferty, która wygrała aukcję, w zakresie:*** ***1) planowanej daty rozpoczęcia okresu korzystania z systemu wsparcia, o którym mowa w rozdziale 3, o której mowa w ust. 3 pkt 3a, z uwzględnieniem ust. 3 pkt 7 lit. b, lub ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 3, z zastrzeżeniem, że łączna ilość energii, o której mowa w ust. 3 pkt 3 oraz okres, o którym mowa w ust. 3 pkt 3a, określone w ofercie nie mogą ulec zmianie;*** ***2) mocy zainstalowanej elektrycznej jednostki kogeneracji, o której mowa w ust. 3 pkt 2, z zastrzeżeniem, że łączna zaktualizowana moc tej jednostki nie zmieni pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 2 pkt 14 lit. a, art. 2 pkt 46 lit. a lub art. 4 ust. 1, właściwej dla tej jednostki w dniu złożenia oferty;*** ***3) rodzaju jednostki kogeneracji, w której będzie wytwarzana energia elektryczna przez uczestnika aukcji, z zastrzeżeniem braku możliwości zmiany rodzaju paliwa.***	**Uwaga częściowo przyjęta** W odniesieniu do art. 82 to przepisy są w projekcie ustawy z modyfikacją wynikającą z innych uwag: *Art. 5. W ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r. poz. 144 i 1093) w art. 82 wprowadza się następujące zmiany:* *1) w ust. 3 w pkt 6 kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu:* *„7) w przypadku energii, o której mowa w ust. 8 - załączoną kopię wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 121 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, jeżeli wniosek taki został złożony.”;* *2) dodaje się ust. 8 w brzmieniu:* *„8. W przypadku energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnych układach kogeneracyjnych wykorzystujących odnawialne źródła energii, umożliwia się wydanie jednej gwarancji pochodzenia energii na podstawie art. 81 ust. 1, potwierdzającej pochodzenie energii zgodnie z art. 81 ust. 1 oraz z art. 120 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii.”.* W odniesieniu do art. 21 oraz 47 przepisy wykraczają poza przedmiotowy projekt ustawy. Te przepisy będą proponowane w zmianie ustawy CHP i innych ustaw. Podkreśla się przy tym, że po analizie uwag zgłoszonych w konsultacjach publicznych, uzgodnieniach i opiniowaniu, zrezygnowano z wprowadzania zmiany w ustawie o promowaniu wytwarzania energii z wysokosprawnej kogeneracji, której dotyczy uwaga i ujednolicenia obu systemów gwarancji pochodzenia ze względu na fakt, iż Dyrektywa RED II zakłada opcjonalność możliwości wydania jednej gwarancji pochodzenia określającej obie charakterystyki (co nie jest obowiązkiem).

			10. Aktualizacja oferty następuje przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia wytwórcy zawierającego informacje, o których mowa w ust. 9, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem: ***1) pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w systemie, o którym mowa w rozdziale 3;*** ***2) złożenia pierwszego wniosku o wypłatę premii kogeneracyjnej, o którym mowa w art. 24 ust. 2 pkt 2.*** ***11. W przypadku gdy aktualizacja oferty dokonana przez wytwórcę nie spełnia warunków określonych w ust. 9 lub została złożona po terminie, o którym mowa w ust. 10, oferta nie podlega aktualizacji.*** ***12. O dokonaniu aktualizacji oferty zgodnie z ust. 9 i 10 Prezes URE informuje wytwórcę oraz operatora rozliczeń, w terminie 21 dni od dnia otrzymania oświadczenia wytwórcy.";*** • Dodanie art. 47 w ust. 3 pkt 4a Ustawy CHP: ***„4a) wskazanie planowanej daty rozpoczęcia okresu, w którym wytwórca, w przypadku wygrania naboru, będzie korzystać z systemu wsparcia, o którym mowa w rozdziale 5, oraz okresu tego wsparcia;"*** • Dodanie art. 47 ust. 6 – 9 Ustawy CHP: ***„6. Dopuszczalne jest dokonanie jednokrotnej aktualizacji oferty, która wygrała nabór, w zakresie:*** ***1) planowanej daty rozpoczęcia okresu korzystania z systemu wsparcia, o którym mowa w rozdziale 5, o której mowa w ust. 3 pkt 4a, z uwzględnieniem ust. 3 pkt 9, lub ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 4, z zastrzeżeniem, że łączna ilość energii, o której mowa w ust. 3 pkt 4 oraz okres, o***	

			którym mowa w ust. 3 pkt 4a, określone w ofercie nie mogą ulec zmianie; ***2) mocy zainstalowanej elektrycznej jednostki kogeneracji, o której mowa w ust. 3 pkt 2, z zastrzeżeniem, że łączna zaktualizowana moc tej jednostki nie zmieni pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 2 pkt 14 lit. b, art. 2 pkt 46 lit. b lub art. 6 ust. 1 pkt 1, właściwej dla tej jednostki w dniu złożenia oferty;*** ***3) rodzaju jednostki kogeneracji, w której będzie wytwarzana energia elektryczna przez uczestnika naboru, z zastrzeżeniem braku możliwości zmiany rodzaju paliwa.*** ***7. Aktualizacja oferty następuje przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia wytwórcy zawierającego informacje, o których mowa w ust. 6, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem:*** ***1) pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w systemie wsparcia, o którym mowa w rozdziale 5;*** ***2) złożenia pierwszego wniosku o wypłatę premii kogeneracyjnej indywidualnej, o którym mowa w art. 52 ust. 2 pkt 2.*** ***8. W przypadku gdy aktualizacja oferty dokonana przez wytwórcę nie spełnia warunków określonych w ust. 6 lub została złożona po terminie, o którym mowa w ust. 7, oferta nie podlega aktualizacji.*** ***9. O dokonaniu aktualizacji oferty zgodnie z ust. 6 i 7 Prezes URE informuje wytwórcę oraz operatora rozliczeń, w terminie 21 dni od dnia otrzymania oświadczenia wytwórcy.”;*** • Dodanie art. 82 ust. 3 pkt 7 Ustawy CHP	

			„7) w przypadku energii, o której mowa w ust. 8 - załączoną kopię wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 121 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, jeżeli wniosek taki został złożony; • Dodanie art. 82 ust. 8 Ustawy CHP ***„8. W przypadku energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnych układach kogeneracyjnych wykorzystujących odnawialne źródła energii, wydaje się jedną gwarancję pochodzenia energii na podstawie art. 81 ust. 1, potwierdzającą pochodzenie energii zgodnie z art. 81 ust. 1 oraz z art. 120 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii."*** <u>Uzasadnienie:</u> W obowiązującej obecnie Ustawie CHP nie istnieje możliwość aktualizacji daty rozpoczęcia ubiegania się o wsparcie przez nowe instalacje, podobnie jak rodzaju jednostki kogeneracji (bez możliwości zmiany rodzaju paliwa) oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej. Takie rozwiązanie stanowi niepotrzebne utrudnienie w planowaniu i realizacji inwestycji kogeneracyjnych. Ustawodawca dostrzegł te ograniczenia w przypadku Ustawy, w której wprowadzono możliwość aktualizacji. W celu umożliwienia sprawnego rozwoju jednostek kogeneracyjnych oraz zmniejszenia obciążeń administracyjnych należy wprowadzić analogiczne, zaproponowane powyżej, rozwiązania w Ustawie CHP.	
764.	Dodanie art. 42 ust. 2 ustawy o odpadach	PIGEOR	Proponujemy dodać zdanie na końcu punktu 4): „4) oznaczenie miejsca przetwarzania odpadów, z wyłączeniem przypadków odzysku odpadów w procesie R10 poza terenem instalacji przetwarzania od-	**Poza zakresem regulacji** Projekt ustawy o zmianie ustawy nie może zmienić przepisu rozporządzenia.

			padów; Zmiany proponowane w załączniku do Rozporządzenia MŚ z dnia 20 stycznia 2015 r. w sprawie procesu odzysku R10: W punkcie 8 dotyczącym odpadów o kodach 19 06 05 i 19 06 05, proponujemy dodać w ust. 2 pkt 4 w brzmieniu: „4) lista miejsc przetwarzania odpadów będzie przedkładana na 30 dni przed planowanym terminem przetwarzania, jako załącznik do wniosku o zezwolenie na przetwarzanie odpadów." Uzasadnienie: <u>Proponujemy, aby wprowadzić możliwość doprecyzowania w Rozporządzeniu MŚ z dnia 20 stycznia 2015 r. w sprawie procesu odzysku R10, że lista konkretnych działek ewidencyjnych, na których prowadzony ma być odzysk pofermentu z biogazowni rolniczych nie powinna stanowić integralnej części zezwolenia na prowadzenie odzysku pofermentu metodą R10. Lista może być załącznikiem informacyjnym do wniosku o wydanie pierwszej decyzji w tym zakresie dla danej biogazowni lub innego posiadacza pofermentu.</u>	
765.		SPIUG	Art. 13c ustęp 6 (nowowprowadzany) w związku z ustępem 3: Uważamy, że wprowadzenie zasady, że analiza przygotowana przez Prezesa UOKiK nie jest częścią akt postępowania prowadzonego przez Prezesa UOKiK, a także nie będzie podlegać udostępnieniu w trybie ustawy o dostępie o informacji publicznej jest wprost naruszeniem prawa do informacji zarówno pomiotu, wobec którego jest prowadzone postępowanie oraz innych podmiotów zaangażowanych w społeczną obserwację działań Prezesa UOKiK i informowania opinii publicznej o podejmowanych przez niego działaniach i decyzjach.	**Uwagi niejasne** Brak możliwości zaadresowania.

766.		SPIUG	Art. 13v uchylenie ustępów 6 i 8 w powiązaniu z wprowadzeniem nowej treści ustępów 3-5: Wprowadzenie instytucji dodatkowej ulgi w wysokości kary pieniężnej (dodatkowe 10% „upustu") jaką ma zapłacić podmiot uznany w ramach przeprowadzonego postępowania za odpowiedzialny za kreowanie opóźnień w zapłacie należności w transakcjach handlowych w zamian za zrzeczenie sią prawa do złożenia wniosku o ponowne rozpatrzenie sprawy oraz zapłatę nałożonej kary pieniężnej (w pierwotnej wysokości) w terminie 14 dni od jej doręczenia należałoby uznać za dwuznaczne moralnie.	**Uwagi niejasne** Brak możliwości zaadresowania.
Ustawa z dnia 20 maja 2016 roku o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych				
767.	W ramach konsultacji publicznych wpłynęło kilkaset postulatów od obywateli (w formie wiadomości e-mail) dotyczących podjęcia pilnych prac nad nowelizacją ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych w celu zniesienia lub złagodzenia tzw. Zasady 10h.		**Wyjaśnienie** Uwagi dotyczące zmian w ustawie o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych nie zostały uwzględnione w niniejszym projekcie, adresowana materia pozostaje bowiem poza zakresem projektu UC99. Jednakże projektodawca wyjaśnia, że niezależnie od prac nad projektem UC99 prowadzone były prace nad nowelizacją ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (projekt UD207) zgodne z kierunkiem zgłaszanym w przesyłanych do MKiŚ postulatach. Projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, przyjęty przez Radę Ministrów jest obecnie przedmiotem prac parlamentarnych (https://www.sejm.gov.pl/Sejm9.nsf/PrzebiegProc.xsp?id=59A36CE9CC8BD1ABC125893600381467). Należy jednak podkreślić, ze prace nad wskazanym projektem toczą się całkowicie niezależnie od prac nad projektem UC99.

Zestawienie uwag zgłoszonych w ramach opiniowania
projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99)

Projekt przedmiotowej ustawy, pismem z 25 lutego 2022 r., został przekazany do zaopiniowania.

Projekt został umieszczony na stronie internetowej Biuletynu Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), w celu udostępnienia go wszystkim zainteresowanym podmiotom.

Projekt nie podlegał opiniowaniu, konsultacjom ani uzgodnieniom z organami i instytucjami Unii Europejskiej, w tym z Europejskim Bankiem Centralnym.

W poniższej tabeli przedstawiono zestawienie uwag zgłoszonych w procedurze opiniowania dot. projektu ustawy wraz ze stanowiskiem Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Lp.	**§**	**Zgłaszający uwagę**	**Treść uwagi**	**Stanowisko Ministerstwa Klimatu i Środowiska**
1.	Uwaga ogólna	UOKIK	W odniesieniu do programów pomocy zgodnych z rozporządzeniem Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. *uznającym niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu* (dalej: GBER), zwracam uwagę, że art. 1 ust. 4 tego rozporządzenia stanowi, iż nie ma ono zastosowania do programów pomocy, które nie wykluczają wyraźnie możliwości wypłacenia pomocy indywidualnej na rzecz przedsiębiorstwa, na którym ciąży obowiązek zwrotu pomocy wynikający z wcześniejszej decyzji Komisji uznającej pomoc przyznaną przez to samo państwo członkowskie za niezgodną z prawem i z rynkiem wewnętrznym. Natomiast w przypadku pomocy zgodnej z *Wytycznymi w sprawie pomocy państwa*	**Uwaga przyjęta** Projektodawca uzupełnił art. 70a ust. 4 ustawy zmienianej, nadając mu następujące brzmienie: „4. Przepisów ust. 1 i 2 nie stosuje się do przedsiębiorstw będących w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.” W zakresie postulowanych zmian w art. 33 ustawy zmieniającej, uwzględniono projektowany art. 184j ust. 1 pkt. 1-3 oraz projektowany art. 83b ust. 2.

			na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020 lub *Wytycznymi w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r.*, Komisja uwzględnia kwotę pomocy nadal pozostającą do zwrotu przy ocenie pomocy na rzecz przedsiębiorstwa, na którym ciąży obowiązek zwrotu. Zgodnie z *Zawiadomieniem Komisji w sprawie odzyskiwania pomocy państwa niezgodnej z prawem i z rynkiem wewnętrznym*, może ona uzależnić wypłatę nowej pomocy zgodnej ze wspólnym rynkiem na rzecz danego beneficjenta lub beneficjentów od odzyskania poprzedniej pomocy uznanej za niezgodną z prawem i z rynkiem wewnętrznym. Wprawdzie, w ustawie z dnia 30 kwietnia 2004 r. *o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej* znajduje się przepis (art. 25 ust. 3), który stanowi, iż do czasu wykonania przez beneficjenta pomocy obowiązku zwrotu pomocy, co do której Komisja wydała decyzję, żadna pomoc publiczna nie może zostać udzielona, a w przypadku jej wcześniejszego udzielenia, wypłacona temu beneficjentowi, sama zaś ustawa o OZE obliguje podmioty ubiegające się o pomoc do złożenia odpowiednich oświadczeń w tym zakresie, jednak wydaje się właściwe by kwestia wykluczenia możliwości wypłacenia pomocy indywidulanej na rzecz takiego podmiotu została wyraźnie bezpośrednio wskazana w programie pomocowym, tj. w ustawie o OZE. W związku z powyższym do ustawy proponuję wprowadzić stosowne przepisy wskazujące brak możliwości wypłacania pomocy na rzecz przedsiębiorstwa na którym ciąży	

			obowiązek zwrotu pomocy wynikający z wcześniejszej decyzji Komisji uznającej pomoc przyznaną przez to samo państwo członkowskie za niezgodną z prawem i z rynkiem wewnętrznym, jak również przepisy zawierające narzędzia lub mechanizmy umożliwiające monitorowanie tej kwestii w całym okresie jej wypłaty. W odniesieniu do istniejącego w przepisach unijnych o pomocy publicznej zakazu udzielenia pomocy przedsiębiorstwom znajdującym się w trudnej sytuacji, zwracam uwagę, że w przypadku programów pomocy zgodnych z GBER, definicja przedsiębiorstwa w trudnej sytuacji powinna być zgodna z treścią art. 4 ust. 1 GBER – tj. odnosić się do wszystkich wymienionych w tym przepisie przypadków wskazanych w literach a-e. Tymczasem przepis art. 70a ust. 4 ustawy pomija kategorię podmiotów, o których mowa w art. 4 ust. 1 lit. d GBER, natomiast ustawa zmieniająca nie przewiduje odpowiedniego uzupełnienia w tym zakresie. W związku z powyższym, jeżeli w dalszym ciągu zamiarem ustawodawcy jest udzielanie pomocy publicznej zgodnej z art. 42 i 43 GBER, proponuję odpowiednią zmianę tego przepisu. Artykuł 33 ustawy zmieniającej zawiera katalog przepisów objętych tzw. klauzulą „standstill”, do którego zaliczono art. 38ag, art. 70b ust. 8, art. 70h ust. 5 oraz art. 74 ust. 7 ustawy zmienianej. Wydaje się że katalog ten powinien być uzupełniony również o system wsparcia w postaci aukcji na wsparcie operacyjne, o której mowa w projektowanym artykule 83b ust. 1.	

2.	Uwaga ogólna	URE	Załącznik do uwag dot. kwestii zapotrzebowania na etaty w URE w związku ze skutkami wejścia w życie projektu ustawy.	**Informacja wyjaśniona** Ocena Skutków Regulacji została uzupełniona o szczegółowe wyliczenia dot. kwestii zapotrzebowania na etaty w URE.
3.	Uwaga ogólna	URE	W ocenie URE przepisy projektu ustawy wymagają doprecyzowania, w tym w szczególności w obszarze regulacji dotyczących wsparcia operacyjnego oraz wsparcia dedykowanego instalacjom zmodernizowanym. Istotne wątpliwości dotyczą bowiem m.in.: 1) brzmienia nowych i modyfikowanych definicji legalnych; 2) czasu trwania programu pomocowego oraz zasad udzielania pomocy publicznej przewidzianej tym programem; 3) zaproponowanych rozwiązań w obszarze cen referencyjnych operacyjnych, które z uwagi na ich wielość czynią projektowane przepisy wysoce skomplikowanymi; 4) postanowień związanych z rozdziałem możliwości uczestniczenia w poszczególnych systemach wsparcia; 5) braku kompleksowej korekty przepisów w zakresie uchylanych projektem ustawy regulacji dotyczących świadectw pochodzenia biogazu rolniczego.	**Uwagi kierunkowo przyjęte** 1) uwzględniono uwagi dotyczące nowych i modyfikowanych definicji legalnych; 2) przedstawiono dodatkowe wyjaśnienia lub uwzględniono uwagi dotyczące okresów trwania programów pomocowych lub zasad udzielania pomocy publicznej; 3) projektodawca nie ocenia obszaru referencyjnych cen operacyjnych jako wysoce rozbudowanego i skomplikowanego. System jest ograniczony do technologii, które w ocenie projektodawcy potrzebują wsparcia. Ceny są monitorowane rokrocznie i zmieniane w zależności od wyników analiz, co powoduje, że w danym roku w systemie jest stosowana jedna cena referencyjna dla danej technologii w danym zakresie mocy. Jest to rozwiązanie prostsze niż w przypadku systemu wsparcia dla instalacji nowych i modernizowanych, gdzie każdy "rocznik" ma inną cenę, z którą, przy uwzględnieniu waloryzacji inflacją, pozostaje przez okres trwania w systemie; 4) projektodawca nie wyklucza, że wytwórcy będą mieli możliwość udziału w więcej niż jednym systemie wsparcia, podobnie jak teraz część wytwórców (np. wytwórcy energii w mikroinstalacjach wodnych) może uczestniczyć w więcej niż jednym systemie. Niemniej jednak szczegółowe przepisy regulują brak możliwości kumulacji pomocy z kilku źródeł.

				5) uwzględniono uwagi w zakresie korekty dot. uchylanych przepisów regulujących kwestię świadectw pochodzenia biogazu rolniczego.
4.	Uwaga ogólna	URE	Proponuje się także uporządkowanie katalogu podmiotów korzystających z systemów FIT/FIP poprzez usunięcie regulacji dotyczących instalacji zrealizowanych przed 1 lipca 2016 r.	**Uwaga wyjaśniona** Zgodnie z zasadami poprawnej legislacji, nie uchyla się przepisów, które wyekspirowały, nawet jeżeli były one umieszczane w treści przepisów materialnych a nie w regulacjach epizodycznych.
5.	Uwaga ogólna	URE	W związku z faktem, iż w ww. projekcie zaproponowano modyfikację definicji klastra energii, której treść nie wyklucza możliwości wykorzystania jednostek konwencjonalnych w klastrach energii, zasadnym wydaje się rozważenie przeniesienia całości regulacji związanych z tą instytucją do ustawy – Prawo energetyczne.	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z założeniami proponowanego systemu wsparcia odnosi się on do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Projektodawca w ten sposób promuje klastry, które wytwarzają energię z odnawialnych źródeł energii. Zasadne jest pozostawienie regulacji dot. klastra energii w ustawie o oze. Mechanizm wsparcia będzie funkcjonował w dwóch etapach. Pierwszy okres będzie trwać do 31 grudnia 2026 r. Wymagane będzie, aby co najmniej 30% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii przez strony porozumienia klastra energii pochodziło z OZE, a łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze energii nie przekraczała 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwiała pokrycie w ciągu roku nie mniej niż

				40% łącznego rocznego zapotrzebowania stron porozumienia klastra energii. Ponadto, łączna moc magazynów energii członków klastra energii wynosić będzie co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. W drugim etapie wymagania zostaną zwiększone. Od 1 stycznia 2027 r. wsparcie będzie przysługiwać wobec tych klastrów energii, które wykażą, że co najmniej 50 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii pochodzi z OZE, zaś łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze nie przekracza 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwia pokrycie w ciągu roku w każdej godzinie nie mniej niż 50% łącznych dostaw do stron porozumienia klastra energii w zakresie energii elektrycznej. Ponadto, łączna moc magazynów energii członków klastra energii wynosić będzie co najmniej 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. Aby móc korzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (PURE). Uzyskanie wpisu jest jednym z warunków koniecznych do uzyskania wsparcia. Co więcej, biorąc pod uwagę, że przepisy dot. klastrów od początku były zamieszczone w ustawie OZE, proponuje się, aby w niej pozostały, aby uniknąć ewentualnych wątpliwości związanych z ich przenoszeniem.
6.	Uwaga ogólna	URE	W odniesieniu do proponowanego wprowadzenia wsparcia operacyjnego, o którym mowa w art. 83b	**Uwaga kierunkowo przyjęta**

			ustawy OZE, należy podkreślić, iż projektodawca w uzasadnieniu do projektu ustawy wskazał, że „*W kontekście zwiększenia udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto należy patrzeć nie tylko na wzrost mocy osiągalnej związany z przyłączaniem nowych jednostek OZE, ale również na możliwość utrzymania w systemie funkcjonujących jednostek, szczególnie tych, którym kończy się prawo do korzystania z systemów wsparcia”*. Po pierwsze w odniesieniu do tej propozycji warto zauważyć, że w obecnej, dynamicznej, sytuacji na rynkach energii elektrycznej wątpliwe wydaje się nakładanie na odbiorców końcowych dodatkowych kosztów wynikających z proponowanego systemu wsparcia. Jednocześnie nie zostało wskazane jak ten system wsparcia będzie miał wpływ na cenę i na końcową płatność dla odbiorców. Po drugie należy zwrócić uwagę, że przewidywany system operacyjny nie będzie stanowił zachęty dla tych wytwórców, których koszty operacyjne nadal przewyższają możliwe do uzyskania przychody ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku. O ile hurtowe ceny energii w okresie styczeń-wrzesień 2021 roku (330,14 zł) osiągają już ceny referencyjne dla elektrowni wiatrowych i słonecznych (250-340 zł), co pozwala na rentowne funkcjonowanie tych instalacji poza systemami wsparcia, a ceny energii elektrycznej w kontraktach terminowych BASE w styczniu i lutym 2022 r. na rok 2023 osiągnęły ponad 600 zł/MWh, to nadal w niektórych technologiach wytwarzania jednostki wytwórcze mogą okazać się trwale nierentowne.	1) Między innymi ze względu na wysokie hurtowe ceny energii elektrycznej, w tym rosnące ceny kontraktów terminowych z dostawą na kolejne lata (średnia cena kontraktu BASE_Y-23 na Towarowej Giełdzie Energii, która przekroczyła w sierpniu 2022 r. poziom 1700 zł), projektodawca zdecydował się wprowadzić dla systemu wsparcia operacyjnego vacatio legis do 1 lipca 2025 r. 2) System wsparcia operacyjnego w założeniach nie miał utrzymać w systemie elektroenergetycznym jednostek trwale nierentownych, ale zapewnić możliwość funkcjonowania jednostkom, których koszty operacyjne nie będą przekraczały znacząco poziomów przyjętych przy wyliczaniu cen referencyjnych. Ze względu na mechanizm wyliczenia cen referencyjnych, tożsamy w swoich założeniach z obecnie stosowanym dla instalacji nowych i zmodernizowanych, system wsparcia nie będzie zachętą dla jednostek trwale nierentownych o kosztach znacznie wyższych niż średnia dla danej technologii w danym przedziale mocowych. Wprowadzono stosowne zmiany brzmienia przepisów projektu ustawy.
7.	Uwaga ogólna	URE	Przepisy w zakresie partnerskiego handlu energią elektryczną nie precyzują w jaki sposób wykony-	**Uwagi częściowo przyjęte**

			wana będzie wymiana energii elektrycznej na podstawie umowy określającej wykonywanie płatności w sposób bezpośredni – jeżeli odbiorcy ci są przyłączeni do sieci dystrybucyjnej i posiadają zawarte umowy sprzedaży. Należy wskazać, iż uzasadnienie projektu w tym zakresie posługuje się pojęciem „lokalne mikrosieci" nie zdefiniowanym w ustawie - Prawo energetyczne. Jednocześnie celem uniknięcia jakichkolwiek wątpliwości interpretacyjnych należy jednoznacznie wskazać, iż przyłączenia do sieci instalacji odbiorczych wyposażonych w źródła wytwórcze winny odbywać się na podstawie obwiązujących przepisów prawa. W kontekście proponowanego rozwiązania, koniecznym wydaje się umożliwienie projektowania niezbędnych sieci komunikacyjnych i kontrolnych, które mogłyby zagwarantować możliwość handlu P2P pomiędzy indywidualnymi podmiotami w lokalnych mikrosieciach lub między nimi, za pośrednictwem dedykowanych krajowych lub regionalnych platform internetowych oraz odpowiednich technologii, których rola zbliżona będzie do roli sprzedawcy w sektorze energii elektrycznej. Wobec powyższego, proponuje się: - wprowadzenie przepisów delegacyjnych umożliwiających wydanie rozporządzenia określającego szczegółowy zakres rozliczeń na dostarczanie i pobór energii elektrycznej w przypadku, gdy obiorca ma zawarte umowy ze sprzedawcą energii elektrycznej na podstawie art. 5 ustawy – Prawo energetyczne. - doprecyzowanie kwestii wymiany energii za pomocą mikrosieci, w szczególności poprzez zdefiniowanie mikrosieci i określenie zakresu	Mechanizm P2P polega na przekazywaniu energii nieskonsumowanej przez podmiot posiadający instalację OZE do drugiego podmiotu w celu pokrycia jego zapotrzebowania na energię za pośrednictwem platform internetowych lub określonych technologii działających jako pośrednik, które zapewnią operatorom rynku cyfrowe połączenia wzajemne niezbędne do ułatwienia wymiany energii. Celem ustawodawcy było nakreślenie jedynie podstawowych ram prawnych i umożliwienie rozwoju rynku P2P w sposób swobodny. W opinii projektodawcy takie podejście pozwoli na zebranie niezbędnych doświadczeń w stosunkowo ograniczonym, lokalnym „środowisku" uczestników rynku P2P, co na kolejnym etapie może skutkować rozszerzeniem zakresu stosowania handlu P2P i dostosowaniem do tego odpowiednich instrumentów regulacyjnych. Przepisy zostały natomiast doprecyzowane w kontekście sprzedaży energii w ramach handlu P2P, przy jednoczesnym posiadaniu umów ze sprzedawcą i dokonywaniu rozliczeń energii, zgodnie z art. 4 ustawy OZE. Ponadto, dookreślone zostały przepisy w zakresie zasad współpracy uczestników handlu P2P z właściwymi Podmiotami Odpowiedzialnymi za Bilansowanie.

			wymiany energii w niej zachodzącej oraz uregulowanie szczegółów dotyczących rozliczeń w rozporządzeniu taryfowym dla energii elektrycznej.	
8.	Uwaga ogólna	URE	Proponuje się rozważenia wprowadzenia do projektu ustawy regulacji pozwalających na wprowadzanie energii elektrycznej do sieci OSD przez prosumenta energii odnawianej będącego przedsiębiorcą, który w dniu rozpoczęcia wprowadzania energii do sieci OSD nie miał umowy ze sprzedawcą zobowiązanym, a dotychczasowy sprzedawca wybrany nie wyraził chęci rozliczania energii oddanej do sieci OSD.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga poza zakresem projektu. Zostanie wykorzystana do dalszych analiz i konsultacji z OSD oraz sprzedawcami w celu ew. uregulowania w kolejnym projekcie legislacyjnym.
9.	Uwaga ogólna	URE	Proponuje się wprowadzenie do projektu przepisów umożliwiających wprost odmowę wpisu do właściwego rejestru ze względu np. na to, że wnioskujący podmiot nie kwalifikuje się do wpisu.	**Uwaga przyjęta**
10.	Uwaga ogólna	URE	Należy pozytywnie ocenić propozycję utworzenia krajowego punktu kontaktowego, jednakże wydaje się, że w zaproponowanym kształcie efekty jego działania będą niewspółmierne do kosztów i nie odciążą innych podmiotów. W praktyce zapytania, skargi i wnioski w dalszym ciągu trafiać będą m.in. do Prezesa URE – tak jak do tej pory i organ nadal będzie musiał je procedować w dotychczasowym układzie.	**Uwaga wyjaśniona** Zgodnie z zaprezentowanym celem działania krajowego punktu, będzie on miał istotny wpływ na funkcjonowanie organów, które w chwili obecnej udzielają merytorycznych odpowiedzi na pytania związane z omawianym obszarem. Zakłada się, że wiele ogólnych wystąpień w sprawach uzyskania informacji na temat procedur administracyjnych niezbędnych do rozpoczęcia wytwarzania energii z instalacji odnawialnego źródła energii trafi do KPK. W ten sposób KPK odciąży właściwe organy administracji publicznej od tego typu zadań, skupiając w jednym miejscu wiedzę oraz kompetencje związane z udzielaniem informacji.
11.	Uwaga ogólna	URE	Ponadto, zasadne wydaje się także dokonanie zmiany przepisów ustawy OZE wykraczającej poza zakres zmian proponowanych w projekcie ustawy.	**Uwaga wyjaśniona**

			Przedstawione propozycje zmian wynikają z dotychczasowych doświadczeń stosowania ustawy OZE, a proponowane zmiany poszczególnych przepisów zawierają uzasadnienie.	Projekt ustawy został skierowany do uzgodnień, konsultacji publicznych i opiniowania w celu przedstawienia stanowiska przez wszystkich zainteresowanych. Każda uwaga jest odrębnie analizowana.
12.	Uwaga ogólna	URE	Niezależnie od niniejszych uwag ogólnych i załączonych uwag szczegółowych, zostały przygotowane przepisy dotyczące finansowania koniecznych aktualnie do istotnego rozbudowania systemów teleinformatycznych. Proponowane rozwiązania zostały już także skonsultowane w trybie roboczym z Zarządcą Rozliczeń S.A.	**Uwaga wyjaśniona** Stanowisko projektodawcy, co do kwestii poszczególnych obszarów finansowania, zostało każdorazowo zawarte w dalszych odpowiedziach na uwagi szczegółowe.
13.	Uwaga ogólna	URE	Przepisy projektu ustawy dotyczące ciepłownictwa wprowadzają zwiększenie, z jednej strony obowiązków sprawozdawczych dla przedsiębiorstw, z drugiej strony obowiązków URE związanych z analizą większej ilości danych, ich agregacji i oceny. Zasadnym zatem wydaje się odpowiednie odzwierciedlenie tego w ocenie skutków regulacji projektowanych przepisów i powinno to pociągać za sobą przyznanie dla Prezesa URE dodatkowych środków na zwiększenie zatrudnienia.	**Uwaga nieprzyjęta** W zakresie ciepłownictwa uwzględniono koszty zatrudnienia nowych pracowników do obsługi wniosków o uzgodnienie planu rozwoju w części dotyczącej spełnienia do 31 grudnia 2025 r. warunków efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego oraz obsługi dodatkowej sprawozdawczości. Sprawozdawczość Prezesa URE zmniejszyła się po przeniesieniu art. 7c do art. 7b ust. 5.
14.	Uwaga ogólna	KOWR	Aktualnie w rejestrze wytwórców biogazu rolniczego prowadzonym przez Dyrektora Generalnego KOWR znajduje się ponad 110 przedsiębiorców, którzy prowadzą działalność w ponad 130 instalacjach OZE. Ponadto, w ewidencji mikroinstalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego odnotowano do tej pory ponad 30 mikroinstalacji. W każdym roku liczba nowych instalacji rośnie. Należy spodziewać się, że stworzenie regulacji zachęcających do inwestowania w instalacje biometanowe spowoduje, że liczba przedsiębiorców wpisanych do przedmiotowego rejestru będzie rosła szybciej	**Uwaga przyjęta**

			niż dotychczas. Podkreślenia wymaga, że każdy dodatkowy podmiot w rejestrze generuje również dodatkową pracę związaną z weryfikacją sprawozdań kwartalnych czy przeprowadzaniem czynności kontrolnych na miejscu. W związku z powyższym niezbędne jest uwzględnienie w przepisach projektu ustawy oraz w OSR wydatków związanych z zapewnieniem w KOWR jednego dodatkowego etatu (średni koszt etatu w KOWR, uwzględniający pochodne oraz pozostałe koszty stanowiska pracy, w tym koszty administracyjne, wynosi 112 164 zł brutto rocznie).	
15.	Uwaga ogólna	Lewiatan	Uwaga ogólna: Brak przedstawienia aktów wykonawczych wraz z projektem ustawy Postulujemy prezentację i przedstawienie do konsultacji projektów aktów wykonawczych, wynikających z projektu ustawy. Przy projekcie nowelizacji Ustawy OZE nie przedstawiono projektów aktów wykonawczych, które są niezbędne dla kompleksowej oceny skutków regulacji (np. rozporządzenie wynikające z delegacji ustawowej wynikającej z art. 62, zaś zmiany wprowadzające działalność wytwórczą biometanu wymagają także np. zmiany rozporządzenia w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko).	**Uwaga wyjaśniona** Prace nad projektami ww. rozporządzeń wykonawczych do projektu ustawy nadal trwają, z uwagi na wysoki poziom skomplikowania regulowanej materii oraz konieczność dostosowania ich do wersji projektu zmienionej w wyniku uzgodnień, konsultacji i i opiniowania. Poglądowe projekty wszystkich rozporządzeń zostaną załączone do projektu na kolejnych etapach legislacyjnych – zgodnie z wymogami Regulaminu pracy Rady Ministrów.
16.	Uwaga ogólna	Lewiatan	Uwzględnienie w zapisach dot. Krajowego Punktu Kontaktowego (KPK) kwestii związanych z inwestycjami w magazyny energii wchodzące w skład instalacji hybrydowej oraz zielony wodór.	**Uwaga wyjaśniona** Celem KPK jest możliwość pełnego wsparcia informacyjnego w stosunku do każdego podmiotu, który

			Można zaobserwować rosnące zainteresowanie tego typu inwestycjami ze strony wielu podmiotów – odpowiednie kompetencje części firm zrzeszonych w Konfederacji Lewiatan i wsparcie potencjalnych inwestorów może przyspieszyć wdrażanie wymienionych rozwiązań.	ma zamiar rozpocząć produkcję energii z instalacji OZE. Dlatego też art. 160a ust. 2 i 3 zawierają opisowe określenie zakresu udzielanych informacji wraz z katalogiem przykładowym (ust. 3). Tak określony zakres działania kpk zapewnia poziom ogólności, który pozwoli uniknąć sytuacji, ze istotna kategoria informacji, zostałaby pominięta, a jednocześnie zapewnia prawidłowe wdrożenie przepisów dyrektywy RED II. W związku z tym, nie ma potrzeby w sposób szczególny podkreślać sytuacji magazynów energii wchodzących w skład instalacji hybrydowej oraz zielonego wodoru, gdyż każdy taki podmiot uzyska właściwe w tym zakresie informacje w ramach kompleksowego poinformowania o danych postepowaniach administracyjnych dotyczących instalacji odnawialnego źródła energii.
17.	Uwaga ogólna	Lewiatan	Sygnalizujemy konieczność uporządkowania kwestii rejestru wytwórców biogazu i biogazu rolniczego. Powinno się dążyć do tego, żeby wszystkie rejestry i informacje o wytwórcach energii czy gazu znajdowały się w jednym podmiocie / podlegały jednemu podmiotowi. Ułatwi to znacząco kontrolę nad rejestrami, nad informacjami w poszczególnych rejestrach oraz przedstawianiem wymaganych raportów. Podmiotem takim powinien być Urząd Regulacji Energetyki.	**Uwaga nieprzyjęta** Prowadzenie rejestrów przez URE oraz KOWR wynika z odrębności instalacji biogazu rolniczego względem pozostałych instalacji wyrażonej m.in. w konstrukcji przepisów uOZE, która wprowadza ułatwienia dla prowadzenia działalności gospodarczej w odniesieniu do instalacji biogazu rolniczego. W konsekwencji, zarówno nadzór nad przedsiębiorcami, jak również wymogi sprawozdawcze zostały określone w zależności od tego, który organ sprawuje nadzór nad danym rodzajem biogazowni. W przypadku biogazowni rolniczych, w których nadzór nad rodzajami wykorzystywanych surowców jest kluczowy z pkt widzenia zapewnienia prawidłowości wykonywania działalności gospodarczej – nadzór sprawowany jest przez KOWR dysponujący odpowiednimi narzędziami i przede wszystkim strukturami terenowymi, umożliwiającymi efektywne sprawowanie ww. nadzoru.

18.	Uwaga ogólna	Lewiatan	Konieczne jest przygotowanie strategii dla sektora ciepłowniczego. Potrzebna jest strategia dla ciepłownictwa, która określi mechanizmy dla dalszego rozwoju sektora ciepłowniczego w Polsce, biorąc pod uwagę warunki rynkowe i wymaganie dyrektyw w sprawie odnawialnych źródeł energii, efektywności energetycznej budynków i efektywności energetycznej. Widzimy znaczące ryzyka dla sektora ciepłownictwa, w szczególności dla przedsiębiorstw nieposiadających lub posiadających niewielką liczbę sieci efektywnych energetycznie.	**Uwaga nieprzyjęta** Poza zakresem regulacji. Niezależnie od tego, informujemy, że strategia dla ciepłownictwa jest w końcowej fazie przygotowania. Strategia jest w trakcie analizowania uwag przekazanych w konsultacjach. Dostęp pod linkiem: https://www.gov.pl/web/klimat/ruszaja-konsultacje-publiczne-projektu-strategii-dla-cieplownictwa-do-2030-r-z-perspektywa-do-2040-r

19.	Uwaga ogólna	Lewiatan	• Postulujemy zapewnienie dla spółdzielni energetycznych nie gorszych warunków działania od warunków proponowanych dla klastrów energii, tym umożliwienie spółdzielniom tworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego • Postulujemy uwzględnienie możliwości kooperowania podmiotów w innym układzie niż proponowany (powiat lub 5 sąsiednich gmin) w uzasadnionych przypadkach jednostki samorządu terytorialnego powinny być fakultatywnym członkiem klastra, a nie obligatoryjnym	**W zakresie spółdzielni energetycznych - uwaga nieprzyjęta.** Uwaga wykracza poza zakres projektu. Zmiany merytoryczne w tym zakresie powinni znaleźć się w odrębnym projekcie legislacyjnym we współpracy z MRiT i MRiRW, z uwzględnieniem przeprowadzenia konsultacji i uzgodnień. Regulacje obszaru szczytowego zostały usunięte z projektu. **W zakresie uwagi dot. kooperowania podmiotów uwaga nieprzyjęta.** Zgodnie z projektowaną regulacją, klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Celem takiego podejścia jest działanie klastra energii w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową, na zwartym terytorialnie, mającym lokalny charakter obszarze. **W zakresie fakultatywnego udziału jednostki samorządu terytorialnego została częściowo przyjęta.** Dodany zostanie przepis stanowiący o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu samorządowej spółki kapitałowej lub spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji.

			• Postulujemy zawarcie zapisów o operatorach OSD w liczbie mnogiej w miejsce pojedynczej w projektowanym art. 38ab. ust. 1 pkt 2) ustawy o OZE • Postulujemy wskazanie w przepisach OSD jako fakultatywnego członka klastra; w przypadku uczestnictwa OSD w klastrze należy go też odpowiednio premiować. • uwzględnienie w projektowanym art. 38ab. ust. 1 pkt 2) ustawy o OZE możliwości wykorzystania przyłączy o napięciu niższym albo równym 110 kV oraz zawarcie zapisów o operatorach OSD w liczbie mnogiej w miejsce pojedynczej	**W zakresie liczby mnogiej OSD w art. 38ab – uwaga nieprzyjęta.** Projektodawca nie widzi uzasadnienia do takiej zmiany. Zasada jednego OSD wpisuje się w ideę lokalnego działania klastra. **W zakresie OSD jako uczestnika fakultatywnego – uwaga nieprzyjęta**. Katalog uczestników klastra energii jest otwarty i obejmuje osoby fizyczne, osoby prawne oraz jednostki organizacyjne niebędące osobami prawnymi, którym odrębna ustawa przyznaje zdolność prawną. Uczestnikiem porozumienia może być także OSD. Strony porozumienia mogą samodzielnie ustalić zakres korzyści dla swoich członków w treści tego porozumienia. **W zakresie zawarcia zapisów o operatorach OSD w liczbie mnogiej w miejsce pojedynczej – uwaga nieprzyjęta**. Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Celem takiego podejścia jest działanie klastra energii w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową, na zwartym terytorialnie, mającym lokalny charakter obszarze. Projekt nie przewiduje, w zakresie przyłączenia do sieci, umożliwienia przyłączenia również w zakresie 110kV.

			• uwzględnienie w porozumieniu klastrowym szczegółowych zapisów dot. przekazywania informacji od OSD	Nie jest celem projektu wprowadzenie zróżnicowania wobec spółdzielni energetycznych w tym zakresie. **W zakresie treści porozumienia klastrowego – uwaga częściowo przyjęta.** W kolejnej wersji projektu uwzględniono konieczność dostosowania regulacji do CSIRE. W porozumieniu uwzględniony zostanie wymóg udzielenia upoważnienia przez członków klastra dla koordynatora klastra do dostępu do informacji rynku energii i danych pomiarowych. Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Jednym z głównych zadań OIRE będzie przetwarzanie (pozyskiwanie oraz udostępnianie) danych pomiarowych uczestników rynku energii, w tym odbiorców końcowych, prosumentów oraz wytwórców OZE. Ułatwiony będzie również dostęp do informacji rynku energii, w tym profili pomiarowych zużycia i produkcji energii elektrycznej. Wobec powyższego proponuje się termin wejścia w życie przepisu dotyczącego przekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii na dzień 2 lipca 2024 roku
			• uwzględnienie, że proponowane instrumenty wsparcia spowodują powstanie kosztów osieroconych po stronie OSD oraz doprecyzowanie o jakie dokładnie koszty usług dystrybucyjnych	**W zakresie kosztów usług dystrybucyjnych oraz doprecyzowania– uwaga przyjęta.** W projektowanej regulacji projektodawca proponuje system wsparcia klastrów energii, który odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia

			(których wysokość zależy od ilości energii pobranej przez członków klastra) chodzi	klastra energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Do opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii należy składnik zmienny stawki sieciowej i stawka jakościowa. **W zakresie kosztów osieroconych – uwaga częściowo przyjęta** Uwaga pomija korzyści z systemu wsparcia dla OSD przedstawione szczegółowo w OSR projektu. Ponadto, w zakresie usługi obszaru szczytowego projektodawca zdecydował o usunięciu tej regulacji. W związku z tym, w tym zakresie nie powstaną po stronie OSD żadne koszty. Natomiast w zakresie kosztów instalacji licznika zdalnego odczytu oraz kosztów rabatu na opłatach za usługę dystrybucji doprecyzowano, że są to koszty uzasadnione.
			• warunki utworzenia na obszarze klastra obszaru ograniczania obciążenia szczytowego powinny być określone w IRiESD każdego OSD	**W zakresie obszaru ograniczenia szczytowego – uwaga bezprzedmiotowa.** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
			• uwzględnienie w zasadach funkcjonowania klastrów energii przepisów regulujących zasady działania gmin i ich gospodarkę finansową	W zakresie przepisów regulujących zasady działania gmin i ich gospodarkę finansową **– uwaga nieprzyjęta.**

				Uwaga o charakterze ogólnym, bez wskazania konkretnego kierunku i bez uzasadnienia, co uniemożliwia pozytywne odniesienie się do niej.
			• wśród celów klastra powinno się również znaleźć zwiększenie efektywności energetycznej	W zakresie zwiększenia efektywności - energetycznej **uwaga nieprzyjęta.** Uwaga poza zakresem projektu. W ramach następczej ewaluacji przepisów możliwe będzie rozważenie rozszerzenia celów klastra.
			• jasne określenie, które podmioty / członkowie klastra otrzymują wynagrodzenie z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego wprowadzenia jednakowych ogólnych zasad wynagradzania z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego dla całego kraju. Potrzebna jest strategia dla ciepłownictwa, która określi mechanizmy dla dalszego rozwoju sektora ciepłowniczego w Polsce, biorąc pod uwagę warunki rynkowe i wymaganie dyrektyw w sprawie odnawialnych źródeł energii, efektywności energetycznej budynków i efektywności energetycznej. Widzimy znaczące ryzyka dla sektora ciepłownic-	**Uwaga dotycząca usługi ograniczania obciążenia szczytowego bezprzedmiotowa.** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

			twa, w szczególności dla przedsiębiorstw nieposiadających lub posiadających niewielką liczbę sieci efektywnych energetycznie. Funkcjonowanie zarówno spółdzielni energetycznych jak i klastrów (które zresztą, zgodnie z treścią Uzasadnienia, nie są wdrożeniem przepisów tzw. Dyrektywy rynkowej), z tak różnym zdefiniowaniem zasad ich funkcjonowania czy warunków wsparcia jakim podlegają powoduje zamieszanie na rynku. Proponujemy, aby przy zasadach opisujących funkcjonowanie klastrów opierać się na dotychczasowych podmiotach funkcjonujących na rynku. Kolejny podmiot prowadzi do niepotrzebnego komplikowania i tak już skomplikowanego systemu elektroenergetycznego, gdzie samych sprzedawców jest co najmniej kilku. Klastry stanowią rodzaj porozumienia (w odróżnieniu od spółdzielni energetycznych, które posiadają osobowość prawną). Warto przy tym wskazać, że skoro działanie w klastrze ma przynosić korzyści stronom porozumienia, to nie wydają się zasadne dodatkowe korzyści z obniżonej opłaty dystrybucyjnej. Należy też nadmienić, że proponowane zasady dotyczące klastrów energii oznaczają de facto, że członek klastra nie może skorzystać z zasady TPA czyli zmienić sprzedawcy. Jest to sprzeczne z jednym z fundamentów funkcjonowania rynku energii elektrycznej czyli prawem odbiorcy do zmiany sprzedawcy. Istotne jest też umożliwienie współpracy między gminami z różnych powiatów, rozszerzenie możliwych konfiguracji współpracy między jednostkami samorządu terytorialnego (przy czym, nie powinny być one obligatoryjnie członkiem klastra – takie	**W zakresie zasady TPA – uwaga nieprzyjęta.** Jak wynika z dodatkowych konsultacji ze sprzedawcami, obecnie nie jest możliwe wskazanie w jaki sposób uregulować współpracę z wieloma sprzedawcami w ramach jednego klastra energii.

			rozwiązanie znacząco utrudni powstawanie klastrów), jak również umożliwienie realizacji inicjatyw klastrowych przy podstacjach trakcyjnych lub innych dużych konsumentach energii podłączonych bezpośrednio do 110 kV. Ponadto w przypadku niektórych operatorów zasadne jest umożliwienie funkcjonowania kilku OSD w ramach klastra (warto przy tym zwrócić uwagę, że obszar danej gminy może być podzielony między różnych OSD). Stąd propozycja wskazanie w wymienionym przepisie (art. 38ab. ust. 1 pkt 2) OSD w liczbie mnogiej. Wskazane jest też wyjaśnienie, czy w jednej gminie może działać jeden klaster. Ponadto postulujemy uwzględnienie możliwości uczestnictwa operatora OSD w samym klastrze. OSD mogą być cennymi elementami klastrów i wspierać ich rozwój: wspieranie działań na rzecz lokalnej dystrybucji energii, bez przepływu energii między siecią zewnętrzną a klastrem, tworzenie warunków do przyłączania nowych źródeł OZE, odpowiednie sterowanie łącznikami/dobudowanie dodatkowych urządzeń. W przypadku uczestnictwa operatora OSD w klastrze, dystrybutor również powinien być właściwie premiowany w związku z dodatkowymi zadaniami utrzymaniowymi/inwestycyjnymi, które będzie podejmował w związku z inicjatywami klastrowymi. Dodatkowo należy wspomnieć, że proponowane instrumenty wsparcia spowodują powstanie kosztów osieroconych po stronie OSD. Ani w uzasadnieniu ani w OSR nie ma informacji o jakich kosztach mowa i kto te koszty ma ostatecznie pokryć. Obawiamy się, że kolejny system wsparcia polegający na obniżeniu części opłat dystrybucyjnych doprowadzi do tego, że koszty te zostaną pokryte przez	**Uwaga wyjaśniona – nie ma limitu ilości klastrów na obszarze jednej gminy.**

			pozostałych, głównie mniejszych odbiorców (w szczególności przez gospodarstwa domowe). Proponujemy doprecyzowanie, o jakie dokładnie koszty usług dystrybucyjnych, których wysokość zależy od ilości energii pobranej przez członków klastra, chodzi. Dotychczasowe doświadczenia z podobnymi zapisami rodzą szereg wątpliwości i powodują rozbieżności w interpretacji. W proponowanych przepisach nie jest też jasno określone, które podmioty / członkowie klastra otrzymują wynagrodzenie z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego. Treść art. 38ai ust. 1 wskazywałaby że są to wszyscy członkowie klastra. Wskazanie efektywności energetycznej, jako jednego z celów klastra, przełoży się bezpośrednio na magazyny i/lub zwiększenie potencjału dla źródeł OZE. Proponujemy również rozważenie wprowadzenia jednakowych ogólnych zasad wynagradzania z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego dla całego kraju. Sposób ustalania tego wynagrodzenia wymaga doprecyzowania.	
20.	Uwaga ogólna	Lewiatan	Konieczne jest spojrzenie na miejsce przyłączenia jako moc na węźle, a nie to w jaki sposób ta moc jest wytwarzana/generowana (bezpośrednio związane też z instalacjami hybrydowymi). Ustawa powinna zachęcać OSD, OSP oraz inwestorów do maksymalizacji wykorzystania możliwości obciążenia linii energetycznych, które już dzisiaj stanowią przyłączenie dla wszystkich instalacji OZE (mikroinstalacje, małe i duże instalacje) oraz które poszerzą się o nowe instalacje w przyszłości. Nie powinno się ograniczać, które	**Uwaga nieprzyjęta -** uwaga poza zakresem projektu. Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD do roku 2021 warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Mając na uwadze powyższe, należy jednocześnie podkreślić, że MKiŚ prowadzi obecnie działania mające

			technologie można łączyć lub jaki ma być minimalny lub maksymalny poziom współdzielenia, ponieważ te kwestie rozstrzygnie umowa między podmiotem, który otrzymał pierwotne warunki przyłączenia, a podmiotem, który będzie współdzielił linię energetyczną pod warunkiem utrzymania pierwotnych warunków wydanych przez OSD i OSP.	na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.
21.	Uwaga ogólna	Lewiatan	Konieczne jest uporządkowanie (uspójnienie) mocy zainstalowanej elektrycznej różnych rodzajów instalacji OZE. W przypadku hybrydowych instalacji OZE wyznacznikiem mocy tej instalacji powinna być moc przyłączeniowa • Proponujemy przyjąć, że moc instalacji hybrydowej z bateriami (BESS) zainstalowanymi do falownika po stronie DC, jest tożsama z mocą wyjściową falownika, ponieważ w certyfikowanych w Polsce zestawach hybrydowych z bateriami nie ma możliwości eksportu energii z baterii i PV o mocy większej niż moc znamionowa falownika po stronie AC. Warto zauważyć, że moc po stronie AC falownika hybrydowego (przekształtnika) nie zmienia się po przyłączeniu baterii i jest tą samą mocą co w przypadku pracy samego generatora PV. • Proponujemy zmianę (a de facto uspójnienie) definicji mocy zainstalowanej, co powinno „uwolnić" częściowo zablokowane możliwości przyłączenia, przez OSD kolejnych instalacji OZE, jest to ważne zwłasz-	**Uwaga nieprzyjęta -** uwaga poza zakresem projektu. Niemniej definicja hybrydowej instalacji OZE została uzupełniona o wymóg stopnia wykorzystania mocy stanowiący stosunek ilości MWh wytworzonej energii elektrycznej na każdy MW mocy przyłączeniowej. Dodatkowo należy podkreślić, że MKiŚ analizuje kwestię ewentualnej zmiany definicji mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE, mogącej odpowiadać aktualnie pojawiającym się wyzwaniom.

			cza w przypadku instalacji PV (odblokowuje co najmniej różnicę mocy DC-STC i AC-falownik). • Proponujemy wypracowanie w dialogu z rynkiem OZE nowej definicji mocy zainstalowanej instalacji OZE, gdyż projektowana nowelizacja UOZE zawiera wewnętrznie niespójną definicję mocy zainstalowanej instalacji hybrydowych i jej poszczególnych części składowych. w przypadku hybrydowych instalacji OZE jako takich – jest brana pod uwagę moc transformatora na wyprowadzeniu mocy (a więc de facto moc przyłączeniowa modułu wytwarzania energii AC), a żadna z części nie może mieć więcej niż 80% mocy zainstalowanej elektrycznej całego zespołu (a więc w przypadku PV i kilku innych technologii trudno jest o ich porównanie).	
22.	Uwaga ogólna	Lewiatan	Należy zweryfikować proponowane przepisy w zakresie umów PPA. Zwracamy uwagę, że z zapisów w projekcie nowelizacji wynika, że projektodawcy de facto chodzi o umowy CPPA (wytwórca – odbiorca końcowy), a nie umowy PPA (wytwórca – spółka obrotu). Należy rozważyć, czy prawne uregulowanie nowego typu umowy przynosi jakąś wartość dodaną, a nie stanowi jedynie kolejnego obowiązku informacyjnego. Umowy PPA funkcjonują już teraz i następuje ich rozwój na rynku. Ponadto proponujemy, żeby takie umowy, jeżeli już mają być wprowadzone do porządku prawnego, obejmowały nie tylko wytwórców z OZE ale również pozostałych wytwórców.	**Uwaga nieprzyjęta** Konieczność wprowadzenia przepisów dot. umów PPA wynika z obowiązku transpozycji Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Projektowany przepis zawiera jedynie minimalne wymogi dla umowy sprzedaży (PPA), co wynika z konieczności zachowania pewności obrotu oraz obowiązków sprawozdawczych wobec URE o charakterze publicznoprawnym. W projektowanej umowie PPA stronami są wytwórca, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz odbiorca, w rozumieniu art. 3 pkt. 13 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 z póź.zm.). Pojęcie

				odbiorcy, z uwagi na swój szeroki charakter, obejmuje różne podmioty, w tym spółki obrotu. Projektodawca celowo wskazał wytwórcę OZE i odbiorcę jako strony umowy PPA, a nie odbiorcę końcowego, aby umożliwić jak najszerszej grupie podmiotów skorzystanie z tej formy zakupu energii elektrycznej.
23.	Uwaga ogólna	Lewiatan	Należy zweryfikować proponowane przepisy w zakresie partnerskiego handlu energią (peer-to-peer). • Zaproponowana w projekcie koncepcja nie uwzględnia prawidłowo idei peer-to-perr, która zakłada stworzenie możliwości handlu bezpośredniego z pominięciem OSD i uniknięcie opłat dystrybucyjnych. Postulujemy przeformułowanie przepisów, tak aby ww. idea była w nich odzwierciedlona. • W zakresie rozliczeń w partnerskim handlu energią z odnawialnych źródeł energii w pierwszym kroku należałoby umożliwić realizację koncepcji bezpośredniej linii sąsiedzkiej (prosument-prosument lub prosument-konsument) działającej w ramach tego samego transformatora nN (a nawet po dedykowanej linii nN). Dobrym rozszerzeniem koncepcji handlu P2P mogłoby być magazynowanie energii elektrycznej lub/i ciepła we wspólnym magazynie (dla budynków zlokalizowanych w niedużej odległości od siebie) i rozliczanie tego między sąsiadami (P2P) poza OSD.	**Uwagi nieprzyjęte** Propozycje wykraczają poza przyjęty zakres przedmiotowego rozwiązania, który zdaniem projektodawcy prawidłowo uwzględnia koncepcję peer-to-peer, określoną w dyrektywie REDII. Przyjęte w projekcie rozwiązanie w zakresie partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii umożliwia tego typu sprzedaż energii z OZE w przypadku, gdy wytwarzającym tę energię jest prosument energii odnawialnej lub prosument zbiorowy energii odnawialnej, a zatem umożliwia transakcje prowadzone na linii prosument-prosument, prosument-konsument lub inny podmiot uregulowany przepisami ustawy OZE oraz ustawy - Prawo energetyczne. Zgodnie z dyrektywą RED II, partnerski handel energią odnawialną oznacza jej sprzedaż pomiędzy uczestnikami rynku: • na podstawie umowy zawierającej z góry określone warunki dotyczące zautomatyzowanego wykonania transakcji i płatności za nią bezpośrednio między uczestnikami rynku, albo • pośrednio poprzez certyfikowanego uczestnika rynku będącego stroną trzecią, takiego jak koncentrator. RED II nie wskazuje zatem, że przedmiotowa koncepcja zakłada stworzenie możliwości handlu bezpośredniego z

				pominięciem OSD. Jednocześnie zaproponowane przez projektodawcę przepisy nie uniemożliwiają tego typu rozwiązań. Jednocześnie należy wskazać, że względem wersji pierwotnej przepisy zostały doprecyzowane w kontekście sprzedaży energii w ramach handlu P2P, przy jednoczesnym posiadaniu umów ze sprzedawcą i dokonywaniu rozliczeń energii, zgodnie z art. 4 ustawy OZE. Ponadto, dookreślone zostały przepisy w zakresie zasad współpracy uczestników handlu P2P z właściwymi Podmiotami Odpowiedzialnymi za Bilansowanie. Dodatkowo warto wskazać, że vacatio legis przedmiotowych przepisów przewidziane jest do dnia 1 stycznia 2026 r.
24.	Uwaga ogólna	Lewiatan	Regulacje dotyczące linii bezpośredniej Dostrzegamy trudności w dyskusji nad przepisami dotyczącymi linii bezpośredniej uwzględnionymi w omawianym projekcie, w sytuacji gdy wątpliwości związane z jej projektowanym funkcjonowaniem nie zostały jeszcze rozstrzygnięte, w związku z konsultacjami odrębnego projektu zmiany ustawy Prawo energetyczne. Należy podkreślić przy tym, że ułatwienia w zakresie linii bezpośredniej są bardzo istotne dla rozwoju OZE oraz generacji rozproszonej.	**Uwaga wyjaśniona** Postulat poza zakresem projektu UC99. MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.
25.	Uwaga ogólna	Lewiatan	Wprowadzenie do ustawy o OZE rozwiązań umożliwiających odblokowanie mocy przyłączeniowych Proponujemy wprowadzenie do ustawy o OZE rozwiązań umożliwiających odblokowanie mocy	**Uwaga nieprzyjęta -** uwaga poza zakresem projektu. Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością

			przyłączeniowych dla nowych źródeł OZE poprzez wprowadzenie rozróżnienia pomiędzy mocą zainstalowaną a niższą lub równą jej mocą przyłączeniową. Najprostszym takim rozwiązaniem jest np. określenie mocy przyłączeniowej jako sumy mocy zainstalowanych, ale liczonych na AC, a nie jak przy PV – na DC STC. Dostępne jest także rozwiązanie stosowane do umożliwienia rozwoju nowych źródeł OZE bez nakładów na rozwój sieci, stosowane już w wielu krajach europejskich: możliwość lokalizacji kilku źródeł OZE o różnej charakterystyce w danym punkcie przyłączenia. Na wyprowadzeniu mocy znajdują się odpowiednie zabezpieczenia, a techniczna zdolność regulacji mocy czynnej może być weryfikowana przez operatora zgodnie z obowiązującym rozporządzeniem KE 2016/631 ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci. Taka zmiana jest konieczna, aby efektywnie wykorzystywać infrastrukturę sieciową: uzupełniające się profilami produkcji różnego rodzaju źródła OZE mogą oferować wygładzony profil produkcji, bez obciążania zdolności przyłączeniowych sieci dystrybucyjnych.	składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej. Jednocześnie MKiŚ analizuje kwestię ewentualnej zmiany definicji mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE, mogącej odpowiadać aktualnie pojawiającym się wyzwaniom.
26.	Uwaga ogólna	Lewiatan	Zwracamy uwagę na kilka zagadnień dotyczących cen referencyjnych dla instalacji hybrydowych, biogazu i energetyki wodnej	**Uwaga przyjęta częściowo** W zakresie cen referencyjnych dla instalacji hybrydowych OZE **uwaga przyjęta kierunkowo.** W projekcie UC99 przygotowano wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych

			• Rozważenia wymaga sposób wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowych, a zwłaszcza odpowiedź na pytanie, czy powinna to być jedna cena (co oznacza kwestionowaną już wcześniej przez Komisję Europejską preferencję dla wybranego modelu instalacji hybrydowej, a więc określonej grupy inwestorów), czy też powinna to być średnia cena ważona normatywną liczbą godzin ekwiwalentnych dla poszczególnych technologii składowych lub proporcją mocy zainstalowanej poszczególnych technologii składowych (ale tej porównywalnej – AC na wyjściu z modułu wytwarzania energii danego rodzaju). Szersze uzasadnienie propozycji zostało zawarte w pkt. 15 uwag. Ceny referencyjne dla biogazu i energetyki wodnej powinny być skorygowane z uwagi na skokowy wzrost nakładów inwestycyjnych w 2021 r., a co najmniej o inflacyjny wzrost w stosunku do drugiego półrocza 2019r (LCOE było wyliczane na cenach z pierwszego półrocza 2019 r.), a więc co najmniej powinna być uwzględniona indeksacja o CPI za 2020 i 2021 (a faktycznie i z 2019 r.) powinien być uwzględniony	dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. Definicja hybrydowej instalacji OZE została także uzupełniona o wymóg stopnia wykorzystania mocy stanowiący stosunek ilości MWh wytworzonej energii elektrycznej na każdy MW mocy przyłączeniowej Ponadto, dodano upoważnienie dla ministra ds. klimatu do wydania rozporządzenia określającego referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii. W zakresie cen referencyjnych dla biogazu i hydroenergii **- uwaga nieprzyjęta.** Ceny referencyjne wyznaczane są w drodze rozporządzenia. Inicjatywa legislacyjna dotyczy ustawy
27.	Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy (art. 2 pkt 3c ustawy OZE)	URE	Z uwagi na to, że biometan może być dodawany do gazu ziemnego grupy E oraz L różnych podgrup, to należy określić minimalne ciepło spalania różne w zależności od przypadku (sieć gazu E, Lw czy Ls). Przyjęcie minimalnej „sztywnej” wartości ciepła spalania 34,0 MJ/m3 (niezależnej od rodzaju w danej sieci) wydaje się nieuzasadnione w przypadku przyłączenia biogazowni do sieci gazu zaazotowanego.	**Uwaga wyjaśniona** Definicja biometanu ulegnie przeredagowaniu, m.in. wykreślone zostaną zapisy na temat minimalnej wartości ciepła spalania. Parametry jakościowe biometanu będą uregulowane w rozporządzeniu przygotowanym na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tzw. rozporządzenie systemowe).

28.	Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy (Art. 2 pkt 3c ustawy OZE)	KOWR	Art. 2 pkt 3 c) ustawy zmienianej w art. 1 powinien otrzymać brzmienie: *„3c) biometan - gaz uzyskany z biogazu lub biogazu rolniczego.”.* Definicja biometanu zaproponowana w projekcie ustawy, oprócz wskazania z jakiego rodzaju biogazu może zostać wyprodukowany biometan, określa również dodatkowy parametr jakościowy w postaci minimalnej wartości ciepła spalania. W projektowanych przepisach nie został jednak zaproponowany żaden sposób weryfikacji tego parametru (nie wiadomo na podstawie jakich dokumentów KOWR miałby sprawdzać czy dany gaz spełnia definicję biometanu). W związku z powyższym, w ocenie KOWR, druga część zaproponowanej definicji może zostać usunięta. Dodatkowo do projektu ustawy należałoby wprowadzić delegację dla Ministra Klimatu i Środowiska do wydania rozporządzenia, w którym zostałyby określone wszystkie parametry jakościowe biometanu w zależności od sposobu jego wykorzystania (obecne rozporządzenie odnosi się tylko do biometanu zatłaczanego do sieci). Należałoby również stworzyć system weryfikacji (certyfikacji) na podstawie, której byłyby generowane dowody potwierdzające, że dany biogaz spełnia wymagania ww. rozporządzenia.	**Uwaga przyjęta** w zakresie wykreślenia z treści definicji biometanu wartości parametru ciepła spalania. Jeżeli chodzi o propozycję wprowadzenia delegacji dla Ministra Klimatu i Środowiska w zakresie wydania rozporządzenia w celu określenia parametrów jakościowych dla biometanu w zależności od sposobu jego wykorzystania, należy wziąć pod uwagę, iż: - w zakresie wykorzystania biometanu do celów transportowych kwestie szczegółowo regulowane będą w procedowanym równolegle projekcie zmian do ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (UC110); - w ramach realizacji delegacji zawartej w art. 62 ustawy o odnawialnych źródłach energii przygotowane zostanie rozporządzenie określające szczegółowe wymagania w zakresie dokonywania pomiarów w przypadku gdy biometan będzie transportowany środkami transportu innymi niż sieci gazowe.
29.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu ustawy (art. 2 pkt 11^1 ustawy OZE)	URE	Proponuje się doprecyzowanie definicji energii otoczenia poprzez określenie co należy rozumieć poprzez energię skumulowaną, w szczególności jaka jest jej postać/rodzaj.	**Uwaga przyjęta** Definicja energii otoczenia została doprecyzowana zgodnie z przedstawioną propozycją.

30.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy (art. 2 pkt 11a ustawy OZE)	Lewiatan	Proponuje się wskazanie, że magazyn energii **może** być elementem instalacji hybrydowej (a nie obligatoryjnie). d) zespół ten **może obejmować** magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu W przypadku istnienia źródeł stabilnych i sterowalnych jakimi jest biogaz, nie istnieje potrzeba zabudowy magazynu energii. Ponadto definicja budzi szereg wątpliwości, np. 1. Doprecyzowania wymagałaby kwestia tego w jaki sposób liczona jest moc takiej instalacji – czy jako suma źródeł, w tym magazynu, co wydaje się błędne, czy też określona zostanie moc w punkcie przyłączenia, a decyzja o tym jaka jest moc instalowana po stronie wytwarzania pozostanie po stronie wytwórcy, co wydaje się rozsądniejszą opcją. 2. Inne wątpliwości dotyczą tego co dokładnie jest magazynem energii. Np. czy zbiornik wodny na górnym stanowisku elektrowni wodnej, czy zasobnik biogazu pod kopułą zbiornika fermentacyjnego na biogazowni, również stanowi magazyn i o jakich parametrach – pojemność całkowita, dostępna, moc oddawana itd. W przypadku istnienia źródeł stabilnych i sterowalnych jakimi jest biogaz, nie istnieje potrzeba zabudowy magazynu energii. Moc magazynu energii powinna być uwzględniana we właściwy sposób, (tzn. instalacja hybrydowa 5 MW PV + 1 MW magazyn nie będzie tym samym,	**W zakresie magazynu energii uwaga nieprzyjęta** Wymóg magazynu energii w instalacji hybrydowej OZE ma charakter obligatoryjny z uwagi na konieczność stabilizowania, już na poziomie hybrydowej instalacji OZE, energii z niej wyprowadzanej do sieci, co pozwoli na łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów. W zakresie mocy hybrydowej instalacji OZE - **uwaga uwzględniona kierunkowo.** W projekcie UC99 przygotowano nową definicję hybrydowej instalacji OZE, uwzględniająca kwestię mocy zainstalowanej elektrycznej zespołu.

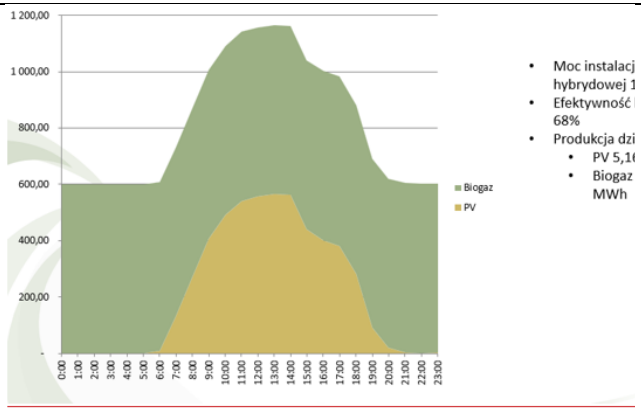
			co 5 MW PV + 1 MW turbina wiatrowa). Magazyn sam w sobie nie stanowi źródła energii, tylko niejako jej bufor, więc nie powinien być uwzględniany w ten sam sposób, co inne źródło OZE. W przedmiotowym projekcie nie jest to wyraźnie sprecyzowane.	
31.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy (art. 2 pkt 11a lit. d ustawy OZE)	URE	We wskazanej definicji została ograniczona możliwość do połączenia z siecią OSD do jednego punktu przyłączenia, brak jest uzasadnienia zmiany w stosunku do obecnego brzmienia definicji, gdzie „urządzenia wytwórcze wchodzące w skład tego zespołu mogą być wyposażone w jeden albo w kilka układów wyprowadzenia mocy, w ramach jednego albo kilku punktów przyłączenia". Rodzić to może zwiększoną liczbę sporów w zakresie przyłączania takich instalacji do sieci. Ponadto, konieczne jest, aby w definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii ujednolicić, że zespół urządzeń obejmuje magazyn energii elektrycznej, w miejsce użytego określenia „magazyn energii" (brak obecnie takiej definicji).	**Uwaga wyjaśniona** W przypadku uczestnictwa w systemie świadectw pochodzenia nie ma wymogu posiadania przez daną instalację odnawialnego źródła energii wyodrębnionego zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy do sieci elektroenergetycznej wyłącznie z tej instalacji. Taki wymóg stawiany jest instalacjom aplikującym do aukcyjnego systemu wsparcia oraz do systemów taryfy/premii gwarantowanej (systemy FIT/FIP). W przypadku hybrydowej instalacji OZE dopuszczono pobieranie energii elektrycznej z sieci do magazynu przy obowiązku zainstalowania odpowiedniego systemu pomiarowego (nowe art. 45 ust. 9 i 10 uOZE). **Uwaga przyjęta** w zakresie uzupełnienia definicji magazynu energii w hybrydowej instalacji OZE.
32.	Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy (art. 2 pkt 15a ustawy OZE)	URE	Obowiązek uczestnictwa w klastrze przynajmniej jednej jednostki samorządu terytorialnego może stanowić barierę i ograniczać powstawanie klastrów energii, na terenach, gdzie jednostka samorządu terytorialnego nie będzie zainteresowana uczestnictwem w klastrze.	**Uwaga częściowo przyjęta** Dodano przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu spółki kapitałowej, utworzonej przez jst lub spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji.
33.	Art. 1 pkt 2 lit. k projektu ustawy	URE	Projektowana treść przepisu może prowadzić do wątpliwości jak należy określać moc zainstalowaną elektryczną instalacji OZE w skład której będzie wchodził np.: elektrolizer i ogniwo paliwowe albo	**Uwaga nieprzyjęta** Obowiązujący przepis art. 2 pkt. 19b ustawy OZE, który wszedł w życie 30 października 2021 r., jednoznacznie określa rodzaje urządzeń w ramach instalacji OZE, które

	(art. 2 pkt 19b lit. b ustawy OZE)		elektrolizer i instalacja fotowoltaiczna albo elektrolizer i generator.	są niezbędne w celu określenia mocy zainstalowanej elektrycznej całego zespołu OZE. Projektowana zmiana w UC99 nie zmierza do zmiany dotychczasowej praktyki dotyczącej sposobu wyliczania łącznej mocy dla całej instalacji OZE. Odnosząc się do konieczności wskazania, o które urządzenia chodzi w art. 1 pkt. 2 lit. k, w przypadku określania mocy zainstalowanej elektrycznej, należy wskazać, że UC99 wyraźnie rozgranicza urządzenia wchodzące w skład hybrydowej instalacji OZE (tj. lit. b pkt. 19b art. 2: generator, moduł fotowoltaiczny, elektrolizer lub ogniwa paliwowe) od urządzenia łączącego ten zespół z siecią (tj. lit. c pkt. 19b art. 2: urządzenie służące do transformacji energii elektrycznej, o którym mowa w pkt 11a lit. b – w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii). Ponadto warto przywołać informację PURE 44/2016 z 21 września 2016 r., w której określa się, że mocą zainstalowaną elektryczną instalacji OZE nie jest np. moc turbiny wiatrowej, silnika spalinowego, turbiny wodnej, a także moc inwerterów (w przypadku instalacji wykorzystujących energie promieniowania słonecznego), czy też moc przyłączeniowa wynikająca z warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Biorąc więc pod uwagę obowiązującą definicję mocy zainstalowanej elektrycznej w uOZE oraz praktyczne wyjaśnienia zawarte w w/w informacji PURE można mówić o utrwalaniu się praktyki w tym zakresie, która jest również uwzględniona w projekcie UC99.

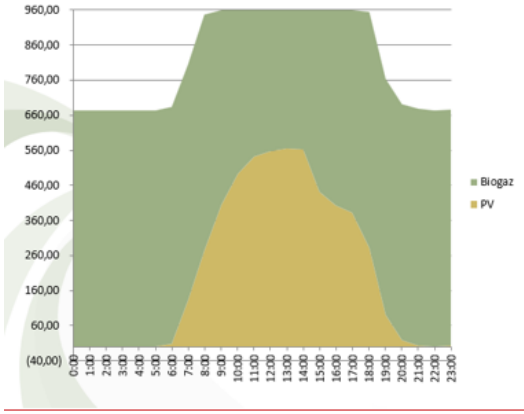
34.	Art. 1 pkt 2 lit. k projektu ustawy (art. 2 pkt 19b lit. c w zw. z art. 77 ust. 5 pkt 24 ustawy OZE)	Lewiatan	w pkt 19b: - lit. c. otrzymuje brzmienie: „c) **mocy przyłączeniowej dla** urządzeń, o których mowa w pkt 11a lit. b– w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii,”, W art. 77 ust. 5, pkt. 24 otrzymuje brzmienie: 24) W przypadku instalacji hybrydowych, cena referencyjna obliczana jest według następującego wzoru: $$C_{refH} = \frac{\sum C_s * I_{ref} * P}{\sum I_{ref} * P}$$ Gdzie poszczególne symbole oznaczają: C_s_-cena skorygowana dla danego typu instalacji wchodzącego w skład instalacji hybrydowej C_{refH}-cena referencyjna instalacji hybrydowej I_{ref} – referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla danego typu instalacji wyrażony w MWh/rok P – moc instalacji wchodzącej w skład instalacji hybrydowej Dla potrzeb powyższych obliczeń, przyjmuje się następujące wskaźniki referencyjne sprzedaży energii elektrycznej: 1) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, pkt. 1 -1a : 7800 MWh/rok 2) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 2-3a: 5000 MWh/rok	**Uwaga przyjęta kierunkowo.** W projekcie UC99 przygotowano nową definicję hybrydowej instalacji OZE. W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany: 1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu; 2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania. W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. **W zakresie cen referencyjnych dla hybrydowych instalacji OZE uwaga przyjęta kierunkowo**. W projekcie UC99 przygotowano wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.

			3) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 4-4a: 7600 MWh/rok 4) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 5: 4600 MWh/rok 5) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 6-7a: 7800 MWh/rok 6) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 8-9a: 5000 MWh/rok 7) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 10-10a: 7600 MWh/rok 8) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 11-12: 7850 MWh/rok 9) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 13-14: 6400 MWh/rok 10) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 15: 8000 MWh/rok 11) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 16: 3000 MWh/rok 12) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 17: 2750 MWh/rok 13) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 18: 4600 MWh/rok 14) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 19: 3600 MWh/rok 15) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 20: 7000 MWh/rok 16) dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5, 21-22: 7000 MWh/rok	Ponadto, dodano upoważnienie dla ministra właściwego do spraw klimatu do wydania rozporządzenia określającego referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii.

			(…) <u>Art. 77 ust. 5, pkt. 25 skreśla się.</u> hybrydowe instalacje OZE: Przedstawiony przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska koncepcyjny model instalacji hybrydowych nie stanowi odpowiedzi na wcześniejsze uwagi Komisji Europejskiej oraz oczekiwania rynku, gdzie przewiduje się różne konfiguracje tego typu źródeł OZE, również takie gdzie łączone będą trzy i więcej technologii. Dla optymalizacji w ujęciu systemowym tego typu inwestycji, aby umożliwić bardziej elastyczne podejście do tego typu inwestycji proponuje się następujące zmiany: **1.** Moc zainstalowana hybrydowej instalacji OZE – nie musi być to suma mocy zainstalowanych poszczególnych źródeł wchodzących w jej skład. Źródła sterowalne jakimi są biogazownie mogą być ograniczane w dzień i pracować z większą mocą w nocy, tak, aby w całości wykorzystać moc przyłączeniową przy takim samym wolumenie produkcji energii elektrycznej. Poniższy wykres pokazuje charakterystykę dobową pracy instalacji hybrydowej – PV=0,6MW i biogaz=0,6MW w sytuacji gdyby moc zainstalowana instalacji hybrydowej była równa sumie mocy zainstalowanych źródeł składowych:	



Kolejny wykres pokazuje charakterystykę dobową pracy instalacji hybrydowej – PV=0,6MW i biogaz=0,673MW w sytuacji gdyby moc zainstalowana instalacji hybrydowej była równa mocy przyłączeniowej (zabezpieczeń na wyprowadzeniu mocy) – 0,960MW:



			Takie rozwiązanie jest korzystne dla inwestora i systemu energetycznego, gdyż w obu przypadkach mamy do czynienia z identycznym wolumenem wytworzonej energii elektrycznej, niemniej jednak ogranicza powstawanie „luk mocy przyłączeniowych". Luki przyłączeniowe uznaje się jako niewykorzystaną w pełni moc przyłączeniowe wynikająca z różnej charakterystyki źródła. W powyższym przykładzie istniałaby możliwość zmniejszenia mocy przyłączeniowej o ponad 20% nie zmieniając produkcji rocznej hybrydowej instalacji OZE. **2.** W przypadku istnienia źródeł stabilnych i sterowalnych jakimi jest np. biogaz, nie istnieje potrzeba zabudowy magazynu energii dla osiągniecia przez instalację wymaganego poziomu stopnia efektywności wykorzystania mocy. Magazyn energii powinien być co najwyżej opcją. **3.** Należy zaproponować proporcjonalny model ustalania cen referencyjnych – determinantą powinna być produktywność źródeł OZE, a nie kalkulacja na podstawie jednej ceny referencyjnej. Proponuje się, aby cena referencyjna instalacji hybrydowej była ustalana na podstawie średniej ważonej produktywnością poszczególnych typów instalacji składowych (na bazie współczynnika wykorzystania moc zainstalowanej) oraz ich cen referencyjnych. Dzięki temu uniknie się zarzutu, iż cena sprzedaży energii nie odzwierciedla LCOE.	

			Aby uniknąć ryzyka nadwsparcia lub niedoszacowania sugeruje się wprowadzenie wynikowej ceny referencyjnej. Cena referencyjna będzie określana na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład instalacji hybrydowej, tak aby zapewnić odpowiedni poziom wsparcia. Dzięki zastosowaniu tego rozwiązania przewiduje się powstawanie instalacji hybrydowych dostosowanych do aktualnych możliwości lokalizacji, a nie będzie premiowana jedna, określona konfiguracja. Ze względu na konstrukcję wzoru, opartego na kalkulacji cen skorygowanych wchodzących w skład instalacji hybrydowych (a więc już z podziałem do 1 MW i powyżej 1 MW) odstąpiono od tworzenia oddzielnego wzoru dla instalacji z przedziału „do 1 MW" oraz „powyżej 1 MW". Należy również podkreślić, iż w tym przypadku istnieje możliwość rozliczenia pomocy inwestycyjnej, gdyby tylko jedno ze źródeł było nią objęte. W przypadku źródeł hybrydowych cena referencyjna obliczana jest na podstawie wzoru: $$C_{refH} = \frac{\sum C_s * I_{ref} * P}{\sum I_{ref} * P}$$ $C_s -$ $cena\ skorygowana\ dla\ danego\ typu\ instalacji$ wchodzącego w skład instalacji hybrydowej C_{refH} $- cena\ referencyjna\ instalacji\ hybrydowej$	

			I_{ref} – referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla danego typu instalacji wyrażony w MWh/rok Przykład: Instalacja hybrydowa 5 MW (4 MW PV + 1 MW Biogaz Rolniczy) 4 MW PV C_{refH}= 320 zł/MWh I_{ref}= 1050 MWh/rok P= 4 MW 1 MW Biogaz Rolniczy C_{refH}= 700 zł/MWh I_{ref}= 7800 MWh/rok P= 1 MW $C_{refH} = \frac{1\,344\,000 + 5\,460\,000}{4\,200+7800}$= 567 zł/MWh Wskaźnik, stanowiący referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej stanowi odpowiednik tego, co zostało przedstawione przez Ministerstwo Energii w dokumencie Oceny Skutków Regulacji przy propozycji cen referencyjnych w roku 2018 (Rozporządzenie Ministra Energii w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2018 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2018 r.)	

			https://legislacja.rcl.gov.pl/docs//567/12305752/12474834/12474835/dokument319334.pdf	
35.	Art. 1 pkt 2 lit. k projektu ustawy (art. 2 pkt 19b lit. c ustawy OZE)	URE	Zgodnie z brzmieniem art. 1 pkt 2 lit. k w zakresie art. 2 pkt 19b lit. c do nowelizowanej ustawy OZE moc zainstalowana elektryczna dla hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii ma stanowić łączna moc znamionowa czynna urządzeń o których mowa w pkt 11a lit. b. Definicja ta nie jest precyzyjna i może doprowadzić do powstania wątpliwości, które urządzenia należy brać pod uwagę przy ustalaniu mocy zainstalowanej elektrycznej.	**Uwaga nieprzyjęta** Obowiązujący przepis art. 2 pkt. 19b ustawy OZE, który wszedł w życie 30 października 2021 r., jednoznacznie określa rodzaje urządzeń w ramach instalacji OZE, które są niezbędne w celu określenia mocy zainstalowanej elektrycznej całego zespołu OZE. Projektowana zmiana w UC99 nie zmierza do zmiany dotychczasowej praktyki dotyczącej sposobu wyliczania łącznej mocy dla całej instalacji OZE. Odnosząc się do konieczności wskazania, o które urządzenia chodzi w art. 1 pkt. 2 lit. k, w przypadku określania mocy zainstalowanej elektrycznej, należy wskazać, że UC99 wyraźnie rozgranicza urządzenia wchodzące w skład hybrydowej instalacji OZE (tj. lit. b pkt. 19b art. 2: generator, moduł fotowoltaiczny, elektrolizer lub ogniwa paliwowe) od urządzenia łączącego ten zespół z siecią (tj. lit. c pkt. 19b art. 2: urządzenie służące do transformacji energii elektrycznej, o którym mowa w pkt 11a lit. b – w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii). Ponadto warto przywołać informację PURE 44/2016 z 21 września 2016 r., w której określa się, że mocą zainstalowaną elektryczną instalacji OZE nie jest np. moc turbiny wiatrowej, silnika spalinowego, turbiny wodnej, a także moc inwerterów (w przypadku instalacji wykorzystujących energie promieniowania słonecznego), czy też moc przyłączeniowa wynikająca z warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

				Biorąc więc pod uwagę obowiązującą definicję mocy zainstalowanej elektrycznej w uOZE oraz praktyczne wyjaśnienia zawarte w w/w informacji PURE można mówić o utrwalaniu się praktyki w tym zakresie, która jest również uwzględniona w projekcie UC99.
36.	Art. 1 pkt 2 lit. l projektu ustawy (art. 2 pkt 19c ustawy OZE)	URE	19c) obszar ograniczania obciążenia szczytowego – zbiór punktów poboru energii członków klastra energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej zasilanych z jednej linii elektroenergetycznej SN lub z jednej stacji SN/nN, uzgodniony z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którym jest świadczona usługa ograniczenia szczytowego; Uzasadnienie: W projekcie zmiany ustawy brak jest definicji obciążenia szczytowego co w konsekwencji np. w przypadku pracy „jednej linii elektroenergetycznej" w układzie innym niż normalny (w wybranych stanach szczególnych) lub podziału linii SN wynikającego z bieżących potrzeb ruchowych może nie spełniać wymogów definicji. Doprecyzowania wymaga przypadek podziału sieci w wyniku którego część „odbiorców" będzie zasilana z innej linii SN, na której ustanowiono inny obszar ograniczonego obciążenia szczytowego, co może mieć wpływ na obliczenie maksymalnej mocy wprowadzonej przez obszar ograniczania obciążenia szczytowego do sieci na podstawie wzoru o którym mowa w art. 38ai ust. 3. Dodatkowo, proponuje się doprecyzowanie definicji zgodnie z propozycją zamieszczoną obok.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
37.	Art. 1 lit. m projektu ustawy	Młodzieżowa Rada Klimatyczna	m) pkt 22 otrzymuje brzmienie: „22) odnawialne źródło energii - odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię	**Uwaga nieprzyjęta**

	(Art. 2 pkt 22 ustawy OZE)		wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otoczenia, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego, biometanu, biopłynów oraz z wodoru odnawialnego;", Uznanie biomasy za źródło odnawialne może prowadzić do niezrozumienia u odbiorcy. Nie rekomendujemy uznania biomasy leśnej niebędącej odpadem produkcji leśnej jako jedno z odnawialnych źródeł energii, ponieważ jej wykorzystywanie jest szkodliwe dla środowiska naturalnego. Biomasa leśna teoretycznie jest zasobem odnawialnym, ale jej produkcja jest długotrwałym procesem i przy obecnym stanie środowiska naturalnego nie należy intensyfikować wycinek leśnych. Przyjęta w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. definicja: „Biomasa – ulegająca biodegradacji część produktów, odpadów lub pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa, w tym substancje roślinne i zwierzęce, leśnictwa i związanych działów przemysłu, w tym rybołówstwa i akwakultury, przetworzoną biomasę, w szczególności w postaci brykietu, peletu, toryfikatu i biowęgla, a także ulegającą biodegradacji część odpadów przemysłowych lub komunalnych pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie	Definicja biomasy zawarta w ustawie o odnawialnych źródłach energii jest zgodna z art. 2 pkt 24 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Biomasa stanowi znaczący wkład w odejście od paliw kopalnych w wielu państwach członkowskich i w okresie przejściowym jest niezbędna do stabilizacji pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

			kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów;” Przyjęta w ustawie definicja pozostawia nieokreśloną kwestię wykorzystywania drewna niebędącego odpadem leśnym, które również ulega biodegradacji. Zamiast ogólnej definicji przyjętej w ustawie z dnia 20 lutego 2015r. rekomendujemy uszczegółowienie do odpadów leśnych. Pojęcie „biomasy” jest wykorzystywane w licznych punktach ustawy, dlatego rekomendujemy zmianę przyjętej definicji bądź uszczegółowienie we wszystkich punktach, w których występuje pojęcie biomasy.	
38.	Art. 1 pkt 2 lit. v projektu ustawy (art. 2 pkt 36a ustawy OZE)	URE	Proponuje się nadanie definicji wodoru odnawialnego następującego brzmienia: "36a) wodór odnawialny - wodór wytworzony z wykorzystaniem wyłącznie energii z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii"	**Uwaga częściowo przyjęta** W ocenie DEG zasadna jest zmiana treści definicji „wodoru odnawialnego”. Proponujemy następującą definicję: **wodór odnawialny** - wodór wytworzony w instalacji odnawialnego źródła energii z energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii, przy czym; przez wytwarzanie wodoru odnawialnego należy również rozumieć uzyskanie wodoru odnawialnego w procesie elektrolizy
39.	Art. 1 pkt 2 lit. v projektu ustawy (art. 2 pkt 36a ustawy OZE)	Lewiatan	Proponujemy zastąpienia wyrażenia wodór odnawialny – „zielony wodór”. Wodór jako pierwiastek nie może być odnawialny albo nieodnawialny, jest po prostu wodorem. Proponujemy zatem albo „wodór odnawialny” traktować w cudzysłowie, albo wprowadzić pojęcie „zielonego wodoru”, dla wskazania jego generacji przy użyciu zdecydowanej większości energii ze źródeł odnawialnych.	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z treścią „Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do roku 2040 (PSW)” nie należy mówić o kolorach wodoru, ponieważ kluczową kwestią w procesie jego wytwarzania jest emisyjność. W związku z tym precyzyjne określenie poziomu emisji CO2 towarzyszącej produkcji wodoru powinno zastąpić arbitralne przypisywanie mu „koloru” w zależności od technologii wytwarzania. Kryterium powinna być zatem

				ilość wyemitowanego CO2 w całym łańcuchu produkcji kilograma wodoru. W przypadku wytwarzanego przy użyciu odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, określeniem adekwatnym jest właśnie wodór odnawialny
40.	Art. 1 pkt 3 projektu ustawy (art. 2a pkt 3 ustawy OZE)	URE	Proponuje się modyfikację projektowanego art. 2a pkt 3. 3) zakończeniu modernizacji, należy przez to rozumieć dzień uzyskania pozwolenia na użytkowanie zmodernizowanej instalacji, jeżeli jego uzyskanie jest wymagane przepisami ustawy – Prawo budowlane, ewentualnie upływu terminu do zgłoszenia sprzeciwu wobec zakończenia robót budowlanych lub pozwolenia na eksploatację urządzenia technicznego, jeżeli jego uzyskanie jest wymagane przepisami ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym (Dz. U. z 2021 r. poz. 272 i 2269), zależnie od tego, które z tych zdarzeń nastąpi później; w przypadku, gdy uzyskanie pozwoleń nie jest wymagane przepisami prawa, przez zakończenie modernizacji rozumie się dzień odbioru urządzeń elektroenergetycznych modernizowanej instalacji przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.	**Uwaga kierunkowo przyjęta**
41.	Zmiana art. 2 pkt 33 ustawy OZE	KOWR	W art. 2 pkt 33 ustawy zmienianej w art. 1, w celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych treści ustawy zmieniającej (proponowaną zmianę należałoby wprowadzić w dwóch miejscach definicji spółdzielni energetycznej), proponujemy przytoczenie pełnej definicji spółdzielni energetycznej, zgodnie z poniższym brzmieniem:	**Uwaga przyjęta** Definicja spółdzielni energetycznej zostanie uzupełniona o biometan.

			„33a) spółdzielnia energetyczna – spółdzielnia w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. - Prawo spółdzielcze lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników, której przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub biogazu rolniczego, lub biometanu, lub ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, lub biogazu rolniczego, lub biometanu, lub ciepła, wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej;”.	
42.	Dodanie art. 6a ust. 3 ustawy OZE	URE	**1. Proponujemy dodanie w art. 6a ust. 3 w brzmieniu:** **„Określone przez Prezesa URE koszty budowy, utrzymania, rozbudowy i modyfikacji systemu teleinformatycznego służącego realizacji zadań, o których mowa w ust. 2 pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, ze środków opłaty OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1, na podstawie dyspozycji Prezesa URE.”.** **Uzasadnienie:** zbiorczy Raport sporządzany przez Prezesa URE w oparciu o art. 6a ust. 2 ustawy OZE wykazał wg. stanu na koniec 2021 r. 856 216 mikroinstalacji odnawialnych źródeł energii. Raport ten tworzony jest bez wsparcia stosownym narzędziem informatycznym, które pozwoliłoby na efektywną realizację przedmiotowego zadania. Obecnie jest	**Uwaga nieprzyjęta** - poza zakresem projektu Prezes URE nie wyjaśnił, czy podział na dwa arkusze w zakresie bazy danych mikroinstalacji, nie byłby wystarczający. Finansowanie budowy nowego systemu teleinformatycznego powinno uwzględniać kompleksowe podejście, w tym oceny kosztów, harmonogramu, wskazania możliwości optymalizacji poprzez digitalizację różnych procesów w ramach jednego systemu. Wymaga to odrębnych analiz poza niniejszym projektem.

			ono wykonywane wyłącznie przy pomocy arkusza kalkulacyjnego programu Excel, który z uwagi na ograniczone możliwości nie przewiduje większej liczby wierszy niż 1 048 576.	
43.	Art. 1 pkt 8 projektu ustawy (art. 9 ust. 1a ustawy OZE)	URE	Należy dodać obowiązek posiadania warunków przyłączenia do sieci gazowej - o ile są one wymagane. Jeśli zmiana zostanie wprowadzona, należy ją uwzględnić również w art. 14.	**Uwaga nieprzyjęta** W sytuacji przyłączenia do sieci gazowej instalacji wytwarzającej biometan warunki przyłączenia będą istotne jedynie na początkowym etapie prowadzenia inwestycji.
44.	Art. 1 pkt 8 projektu ustawy (art. 9 ust. 1a pkt 4 lit. c ustawy OZE)	URE	Proponuje się usunięcie lit. c z uwagi na charakter biogazu. W odróżnieniu od biogazu rolniczego, gdzie monitorowanie ilości i rodzajów surowców jest prowadzone przez Krajowy Ośrodek Wspierania Rolnictwa (art. 128 ust. 5 pkt 1 uOZE) brak jest takiego rozwiązania dla surowców zużywanych przez inne rodzaje biogazowni, tj. wykorzystujących gaz powstały na składowiskach odpadów oraz w oczyszczalniach ścieków. Wynika to z natury tego rodzaju instalacji, w których biogaz powstaje z biomasy, tj. odpowiednio z niedającej się ustalić części biodegradowalnych biomasy znajdujących się na składowisku odpadów bądź z niedającej się ustalić, ulegającej biodegradacji części osadów ściekowych z oczyszczalni ścieków. Taki stan rzeczy może spowodować brak możliwości sporządzenia dokumentacji, o której mowa w projektowanym art. 9 ust. 1a pkt 4 lit. c	**Uwaga nieprzyjęta** Mając na uwadze fakt, że biogazownie będą zobowiązane m.in. do spełniania wymogów w zakresie KZR, informacje na temat rodzajów surowców będą niezbędne z pkt widzenia wykazania odpowiedniego poziomu redukcji emisji. Informacje na temat rodzajów surowców będą również agregowane w zależności od rodzaju i specyfiki biogazowni.
45.	Art. 1 pkt 8 lit. b projektu ustawy	Lewiatan	Proponuje się następujące brzmienie art. 9 ust. 1a pkt 1 ustawy o OZE:	**Uwaga przyjęta kierunkowo** Przepisy zostaną doprecyzowane w takim zakresie, aby nie było wątpliwości, iż wytwórca może prowadzić również działalność w zakresie pozyskiwania biogazu od

	(art. 9 ust. 1a ustawy OZE)		„1a. Wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu jest obowiązany: 1) posiadać dokumenty potwierdzające tytuł prawny do: a) obiektów budowlanych, w których będzie wykonywana działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu, lub b) instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania ~~biogazu na potrzeby~~ wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu;” Zmiana umożliwia powstawanie oddzielnych instalacji zajmujących się wytwarzaniem biometanu bez posiadania obiektów wytwarzających biogaz.	podmiotów trzecich w celu wytwarzania z tego biogazu biometanu.
46.	Art. 1 pkt 8 projektu ustawy (art. 9 ust. 1a pkt 5 ustawy OZE)	URE	Proponuje się doprecyzowanie art. 9 ust. 1a pkt 5 5) posiadać dokumentację potwierdzającą datę wytworzenia po raz pierwszy biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu w danej instalacji odnawialnego źródła energii lub ich wytworzenia po modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii oraz datę zakończenia jej modernizacji;	**Uwaga przyjęta**
47.	Zmiana w art. 10 ust. 1 pkt 3 ustawy OZE	URE	**1. Proponujemy zmianę w art. 10 ust. 1 pkt 3, polegającą na nadaniu następującego brzmienia:** **„3) unikalny numer identyfikacyjny instalacji generowany przez Internetową Platformę Aukcyjną, o której mowa w art. 78 ust. 6, o ile został nadany;”.**	**Uwaga przyjęta** Projektodawca dodał w art. 10 ust. 1 pkt 7 w brzmieniu zaproponowanym przez autorów uwagi. Dodatkowo, zdecydowano o usunięciu delegacji ustawowej zawartej w przepisie art. 10 ust. 5 przez jego uchylenie i dodanie ust. 6 w brzmieniu:

			Uzasadnienie: Dodanie powyższego numeru jako elementu wniosku o wpis do Rejestru Małych Instalacji OZE, jest niezbędne w celu prawidłowej identyfikacji instalacji OZE, m.in. na potrzeby realizacji zadań Zarządcy Rozliczeń związanych z wypłacaniem pomocy publicznej beneficjentom systemu wsparcia FIT/FIP, w przypadku, w którym ten sam wytwórca eksploatuje kilka lub nawet kilkanaście instalacji w tej samej lokalizacji, tej samej technologii oraz o tożsamej mocy zainstalowanej elektrycznej. **W związku z zaproponowaną zmianą jak wyżej, należy zmienić rozporządzenie, wydane na podstawie delegacji ustawowej zawartej w art. 10 ust. 5, poprzez uwzględnienie we wzorze wniosku o wpis unikalnego numeru identyfikacyjnego instalacji generowany przez Internetową Platformę Aukcyjną, o której mowa w art. 78 ust. 6.**	„6. Wzory wniosków, o których mowa w ust. 1, Prezes URE opracowuje i udostępnia w Biuletynie Informacji Publicznej URE.”. Zgodnie z brzmieniem projektowanych przepisów minister właściwy do spraw klimatu nie będzie określał w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw gospodarki w drodze rozporządzenia wzorów wniosków o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub wniosku o wpis do rejestru wytwórców biogazu rolniczego. Określenie wzorów oddano do kompetencji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Jednocześnie zakres informacji zawartych we wniosku pozostawiono i doprecyzowano w ustawie zmienianej.
48.	Art. 1 pkt 10 projektu ustawy (art. 11 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE)	URE	Proponuje się, aby treść przepisu konsekwentnie stosowała zwrot „wydajności instalacji odnawialnego źródła energii, w której wytwarzany będzie biogaz na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzany będzie biometan z biogazu, mierzonej w m3 na rok”, tak jak to zostało określone w art. 10 ust. 1 pkt 6 lit b.	**Uwaga przyjęta**
49.	Zmiana w art. 11 ust. 1 ustawy OZE	URE	**1. Proponujemy zmianę art. 11 ust. 1, poprzez nadanie brzmienia:** **„1. Do rejestru wytwórców energii w małej instalacji wpisuje się dane, o których mowa w art. 10 ust. 1 pkt 1, 2, 3 i 5, oraz rodzaj małej instalacji i jej łączną moc zainstalowaną elektryczną lub moc osiągalną cieplną w**	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Numer identyfikacyjny instalacji generowany przez Internetową Platformę Aukcyjną został uwzględniony w zakresie danych zawartych w Rejestrze Małych Instalacji OZE.

			skojarzeniu, o których mowa w art. 10 ust. 1 pkt 6.”. **Uzasadnienie:** Dodanie powyższego numeru jako elementu zawartego w Rejestrze Małych Instalacji OZE, jest niezbędne w celu prawidłowej identyfikacji instalacji OZE, m.in. na potrzeby realizacji zadań Zarządcy Rozliczeń związanych z wypłacaniem pomocy publicznej beneficjentom systemu wsparcia FIT/FIP, w przypadku, w przypadku, w którym ten sam wytwórca eksploatuje kilka lub nawet kilkanaście instalacji w tej samej lokalizacji, tej samej technologii oraz o tożsamej mocy zainstalowanej elektrycznej. Zmiana stanowi konsekwencję zamiany zaproponowanej do art. 10 ust. 1 pkt 3.	
50.	Dodanie art. 11 ust. 5 ustawy OZE	URE	**1. Proponujemy dodanie w art. 11, ust. 5 w brzmieniu:** **„5. Określone przez Prezesa URE koszty utrzymania, rozbudowy i modyfikacji rejestru, o którym mowa ust. 2 pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, ze środków opłaty OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1, na podstawie dyspozycji Prezesa URE.”.** **Uzasadnienie:** powyższe wynika z konieczności korelacji danych dotyczących instalacji OZE - beneficjentów aukcyjnego systemu wsparcia, względnie systemów FIT/FIP, widniejących w systemie Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA), z danymi instalacji rozpoczynających faktyczną sprzedaż energii elektrycznej w wykonaniu zobowiązań wynikających z ich uczestnictwa we wskazanych systemach	**Uwaga przyjęta** Koszty utrzymania, rozbudowy i modyfikacji rejestru MIOZE zostały uwzględnione w ramach opłaty OZE, w związku z czym wprowadzono art. 11 ust. 5.

51.	Dodanie przepisu w zw. z art. 10 oraz 11 ustawy OZE	URE	Mając na względzie zaproponowane powyżej zmiany w zakresie brzmienia art. 10 oraz 11 ustawy OZE, w tym konieczność uzupełnienia danych ponad 3000 instalacji, które wpis do rejestru RMIOZE uzyskały przed dniem wejścia w życie ustawy zmieniającej, konieczne jest dodanie przepisu w brzmieniu: **Art. XXX** **Podmioty wpisane do rejestru, o którym mowa w art. 11 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, z instalacjami, którym nadany został indywidualny numer identyfikacyjny, generowany przez Internetową Platformę Aukcyjną, o której mowa w art. 78 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1, pisemnie informują Prezesa URE o indywidualnym numerze identyfikacyjnym danej instalacji, w terminie 60 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, pod rygorem wstrzymania rozpoznania wniosku, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 albo art. 93 ust 2 pkt 3 ustawy zmienianej w art. 1, dla energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, do czasu realizacji tego obowiązku.** **Przepis art. 12 ust. 2 stosuje się odpowiednio.**	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja zakłada zbyt dotkliwą dla wytwórców sankcję za brak przekazania regulatorowi numeru porządkowego, który regulator i tak posiada. Ponadto należy wskazać, że projektodawca uwzględnił przekazywanie numeru IPA do regulatora w ramach sprawozdań wytwórców MIOZE, co zostało odzwierciedlone w projekcie rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wzoru sprawozdania wytwórcy energii w małej instalacji. .
52.	Art. 1 pkt 17 projektu ustawy (art. 17 ust. 2 lit. e ustawy OZE)	URE	Proponuje się usunięcie litery e z przyczyn wskazanych wyżej w uwadze do art. 1 pkt 8 projektu ustawy w zakresie art. 9 ust. 1a pkt 4.	**Uwaga nieprzyjęta** – zgodnie z wyjaśnieniami do uwagi nr 37 powyżej.
53.	Art. 1 pkt 22 projektu ustawy (Art. 25 pkt	KOWR	Art. 25 pkt 4 lit. d) ustawy zmienianej w art. 1 powinien otrzymać brzmienie: *„d) ilości wytworzonego biometanu z biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem:*	**Uwaga przyjęta**

	4 lit. d ustawy OZE)		*ilości biometanu z biogazu rolniczego sprzedanego, wraz z określeniem podmiotu, które zakupił biometan z biogazu rolniczego,* *ilości biometanu z biogazu rolniczego wykorzystanego w inny sposób, wraz z określeniem dalszego sposobu wykorzystania biometanu z biogazu rolniczego,".* Uwaga o charakterze porządkowym, precyzująca zakres informacji, które wytwórca biometanu z biogazu rolniczego, będzie przekazywał Dyrektorowi Generalnemu KOWR. Ponadto, zaproponowano rozszerzenie zakresu danych sprawozdawczych o określenie dalszego sposobu zagospodarowania biometanu z biogazu rolniczego, analogicznie do zapisów określających zakres danych przekazywanych Prezesowi URE przez wytwórców biometanu z biogazu.	
54.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38ac ust. 5 pkt 2 lit. a ustawy OZE)	URE	Zgodnie z projektowanym art. 38ab ust. 1 pkt 2 członkowie klastra energii są przyłączeni do sieci dystrybucyjnej tego samego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. Art. 38ac ust. 5 pkt 2 lit. a zawiera zwrot "sieciowego obszaru działania klastra energii". Projekt ustawy nie zawiera jednak przepisów umożliwiających ustalenie znaczenia tego pojęcia. W związku z tym, propoponuję rozważenie doprecyzowania tego pojęcia i wyjaśnienie czy zintencją projektodawcy było wskazanie OSD, na którym działa klaster energii wraz z podaniem poziomu napięcia na którym przyłączeni do sieci są odbiorcy, czy też wskazania konkretnych ciągów liniowych i PPE.	**Uwaga przyjęta** Zrezygnowano z tego pojęcia i wskazano na punkty poboru energii lub jej wprowadzania.

55.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38ad ust. 1 pkt 1 lit. b ustawy OZE)	URE	b) w stosunku do której zastosowano zasady rozliczeń, o których mowa w art. 184j w podziale na członków klastra energii; Uzasadnienie: W art. 38ad ust. 1 pkt 1 lit. b zawarto błędne odesłanie do art.184i, który dotyczy skorygowanego świadectwa pochodzenia energii z odnawialnych źródeł energii wytworzonej do końca 2015 r. Prawdopodobnie przepis ten miał w zamierzeniu odwoływać się do art. 184j.	**Uwaga przyjęta** Odesłanie zostało poprawione
56.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38ae ust. 1 ustawy OZE)	URE	Brzmienie przepisu prowadzi do powstania wątpliwości co do zgodności z zapisami art. 5 ustawy - Prawo energetyczne w szczególności fizycznego i prawnego sposobu w jaki OSD miałby zawrzeć albo zmienić dotychczasowe umowy kompleksowe zawarte przez odbiorców – członków klastra z dotychczasowymi sprzedawcami	**Uwaga przyjęta** Zmiany zostały wprowadzone w nowej wersji projektu.
57.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 1 pkt 1 ustawy OZE)	Lewiatan	Przepis wymaga przeredagowania. Należy przeredagować zapisy art. 38ae ust. 1. pkt 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nie może ingerować w zapisy umów kompleksowych, ponieważ nie jest ich stroną. To sprzedawca ewentualnie mógłby przenieść zapisy o klastrze energii do swojej umowy.	**Uwaga przyjęta** Stosowne przepisy dotyczące umów kompleksowych zostały wprowadzone w regulacji.
58.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 1 pkt 2 ustawy OZE)	Lewiatan	Proponujemy następujące brzmienie Art. 38ae ust. 1. pkt 2) ustawy o OZE: „1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na wniosek koordynatora klastra energii wpisanego do rejestru, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, nie później niż w terminie 90 dni od dnia złożenia tego wniosku:	**Uwaga nieprzyjęta** Mając na względzie uwagi zgłoszone w konsultacjach dotyczące przekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii projektodawca zdecydował o przekazywaniu danych pomiarowych przez Operatora

			2) instaluje **w terminie i trybie wynikającym z ustawy Prawo Energetyczne Art. 11t ust 6-9**, każdemu z członków klastra energii, który nie jest prosumentem energii odnawialnej lub wytwórcą, licznik zdalnego odczytu, o którym mowa w art. 3 pkt 64 ustawy - Prawo energetyczne, umożliwiający rejestrację danych pomiarowych **energii elektrycznej pobranej z sieci oraz energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej.**" Przepis art. 38ae ust. 1. pkt 2) wymaga doprecyzowania, że rejestracja danych pomiarowych dotyczy energii elektrycznej pobranej z sieci oraz energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej. Ponieważ instalacja licznika zdalnego odczytu w spółdzielni energetycznej następuje w trybie „licznika na życzenie" i jest płatna, dlatego proponujemy taki sam tryb zastosować do klastrów, aby nie powodować różnego traktowania podobnych podmiotów.	Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Jednym z głównych zadań OIRE będzie przetwarzanie (pozyskiwanie oraz udostępnianie) danych pomiarowych uczestników rynku energii, w tym odbiorców końcowych, prosumentów oraz wytwórców OZE. Ułatwiony będzie również dostęp do informacji rynku energii, w tym profili pomiarowych zużycia i produkcji energii elektrycznej. Wobec powyższego proponuje się termin wejścia w życie przepisu dotyczącego przekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii na dzień 2 lipca 2024 roku. Propozycja dotycząca licznika zdalnego odczytu nie została uwzględniona. Koszt wymiany licznika może być finansowany przez OSD w ramach Programu Priorytetowego Elektroenergetyka inteligentna infrastruktura energetyczna z Funduszu Modernizacyjnego, który przewiduje kwotę 1 mld zł na montaż liczników inteligentnych (AMI). Planowane jest wsparcie dla 3,8 mln sztuk liczników. Klastry nie są podmiotami podobnymi do spółdzielni energetycznych z uwagi na wiele odrębności co do ich praw i obowiązków.
59.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy	URE	Przepis art. 11t ust. 8 ustawy - Prawo energetyczne stanowi, że operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w danym roku kalendarzowym zainstaluje na wniosek odbiorcy	**Uwaga częściowo przyjęta** Przepisy ustawy o oze będą miały charakter *lex specialis* wobec ustawy – Prawo energetyczne. Jednocześnie

	(Art. 38ae ust. 1 pkt 2 ustawy OZE)		końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV liczniki zdalnego odczytu, w nie więcej niż 0,1% punktów poboru energii u odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci tego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Tego przepisu nie stosuje się do odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należącego do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy OZE. W celu uniknięcia ewentualnych problemów z zainstalowaniem liczników zdalnego odczytu u wszystkich stron porozumienia klastra energii proponuje się dokonanie zmiany art. 11t ust. 8 ustawy - Prawo energetyczne w taki sposób, aby przepis ten nie miał zastosowania do klastrów energii.	doprecyzowano, że koszt licznika i montażu ponosi OSD oraz dodano, że będą to koszty uzasadnione. Wprowadzono również ilościowe ograniczenie roczne instalacji przez OSD liczników zdalnego odczytu.
60.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 3 ustawy OZE)	Lewiatan	Przepis wymaga dostosowania do obowiązujących zasad zmiany sprzedawcy. W obecnym ustawodawstwie zmiana sprzedawcy jest możliwa jedynie poprzez zgłoszenie sprzedawcy. Inne podmioty rynku energii nie zgłaszają zmian sprzedawcy. Dodatkowo mając na uwadze wejście w życie od dnia 2 lipca 2024 CSiREE taki koordynator również nie będzie mógł zgłosić zmiany sprzedawcy. Zapisy tego punktu należy dostosować do istniejących dzisiaj zasad zmiany sprzedawcy.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** - przepis został usunięty z projektu. Mając na względzie uwagi zgłoszone w konsultacjach dotyczące przekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii projektodawca zdecydował o przekazywaniu danych pomiarowych przez Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Jednym z głównych zadań OIRE będzie przetwarzanie (pozyskiwanie oraz udostępnianie) danych pomiarowych uczestników rynku energii, w tym odbiorców

				końcowych, prosumentów oraz wytwórców OZE. Ułatwiony będzie również dostęp do informacji rynku energii, w tym profili pomiarowych zużycia i produkcji energii elektrycznej. Wobec powyższego proponuje się termin wejścia w życie przepisu dotyczącego przekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii na dzień 2 lipca 2024 roku.
61.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38af ust. 4 pkt 3 ustawy OZE)	URE	3)poziom ograniczania szczytowego zapotrzebowania na moc obszaru ograniczania obciążenia szczytowego do którego utrzymania zobowiązani są członkowie klastra, o których mowa w pkt 6 oraz maksymalny niezbędny czas na osiągnięcie uzgodnionego poziomu ograniczenia od momentu zgłoszenia zapotrzebowania; Uzasadnienie: Proponuje się uzupełnienie treści przepisu o maksymalny niezbędny czas na osiągnięcie uzgodnionego poziomu ograniczenia od momentu zgłoszenia zapotrzebowania.Parametr ten jest istotny, ze względu na ustalenie faktycznego możliwego terminu realizacji polecenia/zamówionej usługi ograniczenia poboru mocy elektrycznej przez członków klastra od chwili zgłoszenia. Parametr ten z punktu widzenia OSP pozwala na planowanie czasu w jakim od wydania polecenia ograniczenia, zostanie osiągnięty uzgodniony poziom redukcji.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
62.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy	URE	Brak określenia w projekcie ustawy, kto ponosi koszty wykonania przepisu. Istotnymi kwestiami związanymi z realizacją przepisu jest kwestia ustalenia kto pokrywa koszty nstalowania	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

	(Art. 38af ust. 5 ustawy OZE)		systemów monitorowania i automatycznej redukcji generacji mocy (klaster, poszczególni jej członkowie czy też operator uznając te koszty za uzasadnione i przenosząc je na pozostałych odbiorców).Niedoprecyzowanie przepisu może skutkować poniesieniem kosztów przez OSD co będzie miało wpływ na koszty energii elektrczynej płatne przez odbiorców końcowych. OSR nie określa kosztów związanych z tym zadaniem.	
63.	Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ai ust. 2 ustawa OZE)	URE	Nie określono, czy wysokość wynagrodzenia z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego ustalana jest w zależności od stopnia wywiązania się z obowiązku ograniczania szczytowego zapotrzebowania na moc obszaru ograniczania obciążenia szczytowego przez strony umowy, o której mowa w art. 38af ust. 3. Przepis ten nie określa też czy wynagrodzenie to jest kosztem uzasadnionym w rozumieniu ustawy - Prawo energetyczne. Brak określenia w jaki sposób należy wyliczyć wysokość wynagrodzenia z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego oraz zasad jej ustalania, co może mieć wpływ na wycenę usług pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych. Jednocześnie, brak jasnych kryteriów wyceny może powodować odmowę uznania kosztów za uzasadnione przez Prezesa URE.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
64.	Zmiana Art. 38g ust. 3 pkt 1) ustawa OZE	KOWR	Art. 38g ust. 3 pkt 1) ustawy zmienianej w art. 1 powinien otrzymać brzmienie: *„1) oświadczenie następującej treści:* *„Zarząd spółdzielni oświadcza, że:* *1) dane zawarte we wniosku o zamieszczenie w wykazie spółdzielni energetycznych są kompletne i zgodne z prawdą;*	**Uwaga przyjęta w zakresie pkt. 3** Zmiany mają charakter porządkowy i doprecyzowujący W zakresie pkt. 1 i 2 uwaga **nieprzyjęta**, gdyż analogiczny przepis znajduje się w uOZE.

			2) zna warunki, o których mowa w art. 38e ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz spółdzielnia je spełnia; *3) zobowiązuje się do wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania energii elektrycznej, lub biogazu, lub biogazu rolniczy, lub biometanu, lub ciepła wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków.";".* Zaproponowana zmiana ma charakter porządkowy i polega na doprecyzowaniu treści oświadczenia składanego przez spółdzielnię energetyczną.	
65.	Zmiana Art. 38j ust. 2 ustawa OZE	KOWR	Art. 38j ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1 powinien otrzymać brzmienie: *„2. Zaświadczenie o zamieszczeniu danych spółdzielni energetycznej w wykazie spółdzielni energetycznych zawiera dane, o których mowa w art. 38g ust. 2."* Zaproponowana zmiana ma charakter porządkowy i polega na doprecyzowaniu nazwy zaświadczenia wydawanego przez Dyrektora Generalnego KOWR po zamieszczeniu danych spółdzielni w wykazie spółdzielni energetycznych.	**Uwaga przyjęta** Zmiany mają charakter porządkowy i są zasadne. Treść art. 38j ust. 2 zostanie dostosowana do ust. 1.
66.	Dodanie art. 38m pkt 1 ustawa OZE	KOWR	W art. 38m pkt 1) ustawy zmienianej w art. 1 proponujemy rozważenie możliwości przytoczenia pełnej treści zmienianego pkt 1), zgodnie z poniższym brzmieniem: *„1) prowadzenia dokumentacji dotyczącej ilości energii elektrycznej lub biogazu, lub biogazu rolniczego, lub biometanu, lub ciepła wytworzonej*	**Uwaga przyjęta** Zmiany mają charakter porządkowy i są zasadne.

			oraz zużytej przez spółdzielnię energetyczną i jej członków;” Zaproponowana zmiana wynika z konieczności dostosowania zakresu prowadzonej dokumentacji do zmienionego zakresu działalności spółdzielni energetycznej. Dodatkowo, obowiązek prowadzenia ww. dokumentacji powinien odnosić się nie tylko do członków spółdzielni energetycznej, ale również do spółdzielni, która także może wytwarzać lub zużywać energię na potrzeby własne.	
67.	Art. 39 oraz 39a ust. 5 ustawy OZE	URE	Proponuje się zmianę przepisów tak, aby określały wprost jaką ilość energii należy wziąć pod uwagę do liczenia ceny skorygowanej w przypadku instalacji zmodernizowanej. W obecnym brzmieniu projektu jest to cała ilość energii objęta wsparciem od pierwszego świadectwa pochodzenia łącznie z ujemnym saldem.	**Uwaga przyjęta**
68.	Art. 1 pkt 36 oraz 37 projektu (Art. 39 oraz 39a ustawy OZE)	Lewiatan	Proponuje się zmiany jak poniżej. W art. 39a ustawy o OZE zmienia się ust. 10 nadając mu następującą treść: „10. Zmiana wartości udzielonej pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, która została uwzględniona przy obliczaniu ceny skorygowanej, o której mowa w ust. 5 i 7, polegająca na obniżeniu wartości pomocy lub jej zwrocie w całości, powoduje odpowiednią korektę ceny skorygowanej. Postanowienia ust. 7 stosuje się odpowiednio, przy czym wysokość obniżenia pomocy publicznej lub jej zwrotu, uwzględnia się przy wyliczeniu nowej ceny skorygowanej jako PI ze znakiem „ – „ Analogicznie zmienia się art. 39 – w art. 39 zmienia się ust. 10 nadając mu następującą treść:	**Uwaga nieprzyjęta –** poza zakresem projektu**.** Wniesiona uwaga wydaje się co do zasady słuszna, niemniej jednak wykracza po zakres procedowanej nowelizacji i wymaga dalszych analiz i roboczych ustaleń z branżą oraz regulatorem. Nie jest możliwe przyjęcie zaproponowanej poprawki dokładnie w tym brzmieniu, gdyż dla pełnego uregulowania normy konieczne byłyby dodatkowe przepisy dotyczące m.in.: - metody wyliczenia nowej ceny skorygowanej, - metody wyliczenia wyrównania, - uregulowania kwestii korekt wypłat w przypadku zastosowania art. 93a ustawy.

			„10. Zmiana wartości udzielonej pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust.1, która została uwzględniona przy obliczaniu ceny skorygowanej, o której mowa w ust.5 i 7, polegająca na obniżeniu wartości pomocy lub jej zwrocie w całości, powoduje odpowiednią korektę ceny skorygowanej. Postanowienia ust. 7 stosuje się odpowiednio, przy czym wysokość obniżenia pomocy publicznej lub jej zwrotu, uwzględnia się przy wyliczeniu nowej ceny skorygowanej jako PI ze znakiem „ – „ Przepis wprowadza możliwość uwzględnienia obniżenia poziomu pomocy inwestycyjnej lub jej zwrotu przy wyliczeniu ceny skorygowanej. Obniżenie poziomu pomocy inwestycyjnej nie jest wcale tak unikalną sprawą. Proponowany przepis w uczciwy sposób „symetryzuje" sytuację w stosunku do sytuacji uzyskania dodatkowej pomocy inwestycyjnej po złożeniu pierwotnej deklaracji o wysokości pomocy inwestycyjnej.	Alternatywnym rozwiązaniem jest przeniesienie obowiązku przedkładania oświadczenia dotyczącego pomocy publicznej i substratów na moment składania pierwszego wniosku o pokrycie ujemnego salda. Oba rozwiązania wymagają jednak dalszych analiz i konsultacji, przez co ich wprowadzenie na tym etapie pracy nad projektem nie jest możliwe.
69.	Art. 1 pkt 39 projektu ustawy (Art. 44 ustawa OZE)	URE	Proponuje się usunięcie art. 44 ust. 6. Przepis ten odnosi się do przeszłych stanów faktycznych i obecnie nie ma zastosowania.	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga dotyczy przepisu, które wyekspirował. Zgodnie z zasadami techniki prawodawczej tego typu przepisów nie należy usuwać i powinny być one pozostawione w ustawie.
70.	Zmiana Art. 52 ust. 2 pkt 2 ustawa OZE)	URE	2) przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub obrotu tą energią i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym niebędącym odbiorcami przemysłowymi, o których mowa w pkt 1, za wyjątkiem wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji; Uzasadnienie:	**Uwaga nieprzyjęta** – uwaga poza zakresem projektu. Zdecydowana większość mikroinstalacji jest wykorzystywana przez odbiorców końcowych, będących prosumentami, którzy nie wykonują obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE. Dla przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub obrotu taki obowiązek nie stanowi zatem dużego obciążenia.

			Proponuje się zmianę art. 52 ust. 2 pkt 2 poprzez wyłączenie wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji spod obowiązków o których mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE. Propozycja ta wynika z dynamicznego przyrost mikroinstalacji, a także działań ustawodawcy zmierzających do ograniczania obciążeń administracyjnych względem tego typu instalacji OZE wyłączyć wytwórców energii elektrycznej w tych instalacjach spod obowiązków o których mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE,	Jednocześnie MKIŚ deklaruje otwartość na ewentualne modyfikacje przedmiotowej regulacji w kolejnych projektach nowelizujących ustawę o OZE.
71.	Zmiana Art. 52 ust. 5 Ustawa OZE	URE	5. Informacja zawiera: 1) nazwę i adres siedziby odbiorcy przemysłowego; 2) numer w rejestrze przedsiębiorców w Krajowym Rejestrze Sądowym lub Numer Identyfikacji Podatkowej (NIP); 3) dane dotyczące ilości energii elektrycznej objętej obowiązkiem, o którym mowa w ust. 1, oraz stanowiącej podstawę do obliczenia opłaty OZE, o której mowa w art. 96 ust. 1, oraz opłaty kogeneracyjnej, o której mowa w art. 60 ust. 1 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wrażonej w procentach; 4) wskazanie, czy dany odbiorca przemysłowy jest odbiorcą przemysłowym, o którym mowa w ust. 2 pkt 1. Uzasadnienie: Obecna treść art. 52 ust. 5 pkt 4 ustawy OZE stanowi wynik błędnej nowelizacji art.52 ust. 5 ustawy OZE przez ustawę z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. W rezultacie	**Uwaga nieprzyjęta** Nie ma potrzeby wprowadzać tego przepisu. Z konsultacji roboczych z URE, przeprowadzonych po przesłaniu projektu do opiniowania, wynika, że uwaga jest niezasadna. Zgodnie z art. 52 ust. 3 odbiorcy przemysłowi składają oświadczenia, które wyczerpują tę kwestię.

			powyższego, doszło do zmiany treści pkt 4 zamiast pkt 3 tego artykułu. W związku z tym z przepisu usunięto wymóg przekazywania w informacji składanych Prezesowi URE przez odbiorców przemysłowych wskazania czy podmiot ten jest tzw. "dużym" odbiorcą przemysłowym.	
72.	Art. 1 pkt 44 projektu ustawy (Art. 56 ust. 1 ustawa OZE)	URE	1. Opłatę zastępczą dotyczącą obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 w zakresie, o którym mowa w art. 59 pk 1 ustawy OZE, oblicza się według wzoru: Ozo = Ozjo x (Eo - Eu) gdzie poszczególne symbole oznaczają: Ozo - opłatę zastępczą dotyczącą umarzania praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia innych niż wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4, wyrażoną w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, Ozjo - jednostkową opłatę zastępczą wynoszącą w danym roku kalendarzowym 125% rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia innych niż wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4, publikowanej zgodnie z art. 47 ust. 3 pkt 2, jednak nie więcej niż 300,03 złotych za 1 MWh, Eo - ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia wydanych dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego przed dniem wejścia w życie rozdziału 4 oraz wydanych dla energii wytworzonej z innych niż biogaz rolniczy odnawialnych źródeł energii w danym roku,	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnuje się z pierwotnie proponowanej zmiany art. 47 ust. 2 oraz uchylenia art. 47 ust. 7. Tym samym na tym etapie procedowania niniejszego projektu projektodawca zrezygnował z koncepcji zmiany zasad uiszczania opłaty zastępczej.

			Eu - ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą ze świadectw pochodzenia wydanych dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego przed dniem wejścia w życie rozdziału 4 oraz wydanych dla energii wytworzonej z innych niż biogaz rolniczy odnawialnych źródeł energii, które obowiązany podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, przedstawił do umorzenia w danym roku. Uzasadnienie: Proponuje się dokonanie modyfikacji art. 56 ustawy OZE. Proponowana zmiana prowadziłyby do wyznaczenia w ust. 1 wartości opłaty zastępczej dot. obowiązku umarzania świadectw pochodzenia innych niż wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4 oraz w ust. 1a opłaty zastępczej dot. obowiązku umarzania świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4. Tym samym podmioty zobowiązane do realizacji obowiązku umorzeniowego OZE miałyby dwa oddzielne wzory do wyznaczania opłaty zastępczej. Celem dokonania zmiany brzmienia tych przepisów jest usunięcie ewentualnych wątpliwości pojawiających się u przedsiębiorców przy wykonaniu obowiązku umorzeniowego OZE. W dotychczasowej praktyce regulatora pojawiały się zapytania ze strony podmiotów zobowiązanych czy możliwe jest uiszczanie opłaty zastępczej zarówno za „obowiązek zielony” oraz „obowiązek błękitny”, jeżeli przepis przewiduje jedną opłatę zastępczą obejmującą dwie składowe. Zmiana tego przepisu mogłaby mieć również znaczenie w	

			postepowaniach o wymierzenie kary pieniężnej z uwagi na brak realizacji obowiązku umorzeniowego. W obecnej chwili kilka podmiotów powołuje się na dotychczasowe brzmienie przepis wnosząc o połączenie postępowania za obowiązek zielony oraz za obowiązek błękitny w jedno postępowanie.	
73.	Dodanie Art. 56 ust. 1a	URE	w art. 56 po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu: "1a. Opłatę zastępczą dotyczącą obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 w zakresie, o którym mowa w art. 59 pkt 2 ustawy OZE, oblicza się według wzoru: b) Ozb = Ozjb x (Eb - Es) Ozb - opłatę zastępczą dotyczącą umarzania praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4, wyrażoną w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, Ozjb - jednostkową opłatę zastępczą wynoszącą w danym roku kalendarzowym 125% rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4, publikowanej zgodnie z art. 47 ust. 3 pkt 2, jednak nie więcej niż 300,03 złotych za 1 MWh, Eb - ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego od dnia wejścia w życie rozdziału 4 w danym roku	**Uwaga nieprzyjęta** Rezygnuje się z pierwotnie proponowanej zmiany art. 47 ust. 2 oraz uchylenia art. 47 ust. 7. Tym samym na tym etapie procedowania niniejszego projektu projektodawca zrezygnował z koncepcji zmiany zasad uiszczania opłaty zastępczej.

			Es - ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą ze świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego od dnia wejścia w życie rozdziału 4, które obowiązany podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, przedstawił do umorzenia w danym roku. Uzasadnienie: Wyjaśnienie propozycji dodania art. 56 ust. 1a - patrz: uwaga do art. 56 ust. 1	
74.	Art. 1 pkt 47 lit. b projektu ustawy (Art. 61 pkt 3 ustawa OZE)	URE	Proponuje się treść przepisu uzupełnić o zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5	**Uwaga przyjęta**
75.	Art. 1 pkt 47 lit. c projektu ustawy (Art. 61 pkt 4 ustawa OZE)	URE	„4) sposób przeliczania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu na ilość energii elektrycznej wyrażoną w MWh" Uzasadnienie: Proponuje się dokonanie korekty projektowanej treści art. 61 pkt 4	**Uwaga nieprzyjęta** Przepis został usunięty z art. 61.
76.	Art. 1 pkt 48 projektu ustawy (Art. 62 pkt 1 ustawa OZE)	URE	Proponuje się usunięcie wyrazów "sposobu obliczania ilości", gdyż określenia takich wymogów jest nadmiarowe.	**Uwaga nieprzyjęta** Wskazanie sposobu obliczania ilości wytwarzanego biogazu i biogazu rolniczego ma kluczowe znaczenie w kontekście prawidłowego przeliczenia tych ilości na wymagane do wystawienia gwarancji pochodzenia ilości energii wyrażone w MWh.
77.	Art. 1 pkt 49 projektu ustawy	URE	Proponuje się usunięcie wyrazów "sposobu obliczania ilości", gdyż określenia takich wymogów jest nadmiarowe.	**Uwaga nieprzyjęta**

	(Art. 62a pkt 1 ustawa OZE)			Uwzględnienie sposobu obliczania wodoru odnawialnego w upoważnieniu do wydania rozporządzenia wydaje się być zasadnym rozwiązaniem.
78.	Art. 1 pkt 49 projektu ustawy (Art. 62a pkt 1 ustawa OZE)	URE	Niezrozumiałe jest dopuszczenie wykorzystania "innych paliw" do wytworzenia wodoru odnawialnego	**Uwaga przyjęta** Propozycja wykreślenia wyrazów „oraz inne paliwa” z projektu ustawy jest zasadna.
79.	Zmiana art. 64 ust. 3 ustawy OZE	URE	Podmiot, o którym mowa w ust. 1, wydaje, na wniosek podmiotu, o którym mowa w art. 52 ust. 2, lub innego podmiotu, któremu przysługują prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia, dokument stwierdzający te prawa i określający odpowiadającą tym prawom ilość energii elektrycznej. Uzasadnienie: Ze względu na proponowane w projekcie ustawy odejście od systemu wsparcia biogazu rolniczego w postaci świadectw pochodzenia biogazu rolniczego należy zmodyfikować treść art. 64 w ust. 3 poprzez usunięcie wyrazów „lub ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wynikającą z ilości wytworzonego biogazu rolniczego"	**Uwaga przyjęta** Treść art. 64 w ust. 3 została zmodyfikowana zgodnie z przedstawioną propozycją.
80.	Art. 1 pkt 51 projektu ustawy (Art. 69a ustawa OZE)	URE	Konieczne jest konsekwentne rozdzielanie systemów wsparcia, o których mowa w art. 70a-70f oraz 70g-70j, jak również aukcyjnego systemu wsparcia i aukcji na wsparcie operacyjne - są to odrębne systemy, to jest takie, które zostały już objęte decyzją Komisji Europejskiej względnie zgłoszeniem GBER oraz takie w stosunku, do	**Uwaga przyjęta** Systemy będą konsekwentnie rozdzielone.

			których działania w tym względzie zostaną dopiero podjęte.	
81.	Art. 1 pkt 53 projektu ustawy (Art. 70a ust. 2 ustawa OZE)	URE	Poddaje się pod rozwagę czy nie należy zmienić dodatkowo art. 26 ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2019 r. poz. 1524) zawieszający możliwość wydania zaświadczenia FIT/FIP dla biomasy o mocy zainstalowanej 500-1000 kW. Proponuje się, aby projektodawca przesądził czy potrzebne jest wprowadzanie kolejnego przepisu zawieszającego dla biomasy od 500 kW do 1 MW, czy też regulacja ta ma nadal być zawieszona.	**Uwaga nieprzyjęta** Przepis wskazany w uwadze jest przepisem przejściowym, który zadziałał z momentem wejścia w życie przepisu ustawy zmieniającej, której dotyczył – tj. zmienionego art. 70a ust. 2, a jego obowiązywanie skutkowało tym, że przepis art. 70a w brzmieniu nadanym tamtą w praktyce nie mógł być stosowany. Zmiana tego przepisu w związku z projektowaną obecnie zmianą prowadziłaby do błędu logicznego i art. 70a ust. 2 nie byłaby skuteczna, bowiem nigdy nie będzie on dotyczył brzmienia nadawanego projektem UC 99, a zawsze jedynie nadanego projektem, w którym się znajduje. W przypadku, gdy zmienimy brzmienie art. 70a ust. 2 nadane ustawą z 2019 r., przepis art. 26 w tym zakresie wyekspiruje.
82.	Art. 1 pkt. 54 ustawy OZE (Art. 70b ustawy OZE)	Lewiatan	W art. 70b ust. 10 ustawy o OZE po pkt. 2 proponuje się dodać pkt. 3 w następującym brzmieniu: „3) zmiany rodzaju instalacji z instalacji wytwarzającej energię elektryczną, o której mowa odpowiednio w art. 77 ust.5 pkt. 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9 lub 10 do instalacji wytwarzającej energię elektryczną w procesach wysokosprawnej kogeneracji, o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt. 1a, 2a, 3a,4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a, albo odwrotnie. Zmiana taka , dotycząca roku, w którym będzie miała zastosowanie, może być dokonana nie później jak do 30 listopada roku poprzedzającego.”	**Uwaga częściowo przyjęta** W zakresie zmiany deklaracji dla instalacji, w której następuje zmiana mocy projektodawca umożliwił taką zmianę, oraz zawarł warunki przeliczenia ceny zakupu. W pozostałym zakresie - **uwaga nieprzyjęta** Z analizy projektodawcy wynika, że umożliwienie zmiany deklaracji z instalacji wytwarzających energię elektryczną do instalacji kogeneracyjnych i odwrotnie oraz zawieszenia spełnienia obowiązków związanych z uczestnictwem w systemie FIT mogłaby prowadzić do zachwiania idei tego systemu i zasad w nim obowiązujących. Ustawodawca uznaje, że jest to system, który uczestnicy rynku znają, przyswoili jego zasady i wiedzą, jak z niego korzystać, oraz właściwe do zasad systemu planują wytwarzanie, zatem zawieszanie ich

			Zmiana ta umożliwia wdrożenie wysokosprawnej kogeneracji i przesyłu ciepła do odbiorcy, który zlokalizował i rozpoczął swoją działalność gospodarczą w pobliżu istniejącej instalacji OZE, a wcześniej go tam nie było. Takie sytuacje występują coraz częściej - małe i średnie firmy stawiają na lokalizacje swoich obiektów w pobliżu źródeł OZE w celu zasilania ich zieloną energią elektryczną i cieplną. Sprzyja temu również rozwój klastrów i spółdzielni energetycznych. Dodatkowo zmiana ta wprowadza dla instalacji, które okresowo będą miały problem ze spełnieniem wymogu wytwarzania energii elektrycznej w procesach wysokosprawnej kogeneracji, możliwość zadeklarowania instalacji, jako niespełniającej tego wymogu na kolejny rok kalendarzowy. Przepis będzie miał zastosowanie przede wszystkim dla instalacji biogazowych.	oraz odwieszanie w dowolnym dla niego momencie wpłynąć może negatywnie na deklarację ilości dostarczanej energii, co wpływa na cały system elektroenergetyczny. Trwają prace nad rozwiązaniami „Zielonego strumienia ciepła”. Poza zakresem RED II.
83.	Art. 1 pkt 54 projektu ustawy (Art. 70b ust. 4 lit. c i d ustawa OZE)	URE	c) oświadczenie, że urządzenia wchodzące w skład tej instalacji, służące do wytwarzania energii elektrycznej, o której mowa w art. 70a ust. 1 albo 2, zamontowane w czasie budowy lub modernizacji, zostały wyprodukowane w okresie 36 miesięcy bezpośrednio poprzedzających dzień wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej instalacji odnawialnego źródła energii po zakończeniu budowy lub modernizacji, ~~z wyłączeniem instalacji wykorzystującej wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej~~, a same urządzenia nie były wcześniej amortyzowane w rozumieniu przepisów o rachunkowości przez jakikolwiek podmiot, Uzasadnienie:	**Uwaga nieprzyjęta** Ze względu na specyficzny charakter urządzeń hydroenergetycznych i optymalizację nakładów inwestycyjnych ustawodawca nie widzi konieczności ograniczenia wieku tychże urządzeń.

			Należy zauważyć, że funkcjonowanie przepisu pozwoliło już na wykorzystanie dotychczasowych instalacji wykorzystujących hydroenergię, dlatego też proponuje się zmanę projektowanej treści przepisu w celu promowania nowych instalacji. Podobną zmianę proponuje się dokonać w lit. d.	
84.	Art. 1 pkt 54 projektu ustawy (Art. 70b ust. 11 oraz art. 168 pkt 16 ustawa OZE)	URE	Proponuje się usunięcie obowiązku, o którym mowa w art. 70b ust. 11 dot. konieczności przekazywania harmonogramów rzeczowo - finansowych, jednocześnie, należy usunąć odwołanie do art. 70b ust. 11 z przepisu dotyczącego kar tj. art. 168 pkt 16.	**Uwaga przyjęta**
85.	Art. 1 pkt 54 projektu ustawy (Art. 70b ust. 11a pkt 1 i 2 ustawa OZE)	URE	Z oświadczenia powinno wynikać, w jakiej dacie została zakończona modernizacja oraz czy instalacja kwalifikuje się do art. 74 ust. 2 pkt 2 lit a czy art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b, zaś w opinii jednostki akredytowanej powinna być również potwierdzona data zakończenia modernizacji. Ponadto opinia jednostki akredytowanej powinna wprost wskazywać na spełnienie przez zmodernizowaną jednostkę przesłanek z art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a lub b.	**Uwaga częściowo przyjęta** Potwierdzenie udziału poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji jest według projektodawcy wystarczająca przesłanką do dalszego zakwalifikowania instalacji zgodnie z art. 74 ust. 2 pkt 2 lit a albo art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b w związku z tym wprowadzanie kolejnej regulacji w tym zakresie wydaje się zbędne. Data zakończenia modernizacji wynika z dokumentacji wytwórcy i nie wymaga dodatkowego potwierdzenia ze strony jednostki akredytowanej przez PCA. Wprowadzono jednak kolejny punkt nakładający na wytwórcę obowiązek przekazania kopii dokumentów potwierdzających datę zakończenia modernizacji albo oświadczenia o tej dacie.
86.	Dodanie Art. 70b ust. 11a w zw. z	URE	Proponuje się dodanie przepisu przewidującego nałożenie kary pieniężnej za nieprzekazywanie oświadczenia i opinii jednostki akredytowanej w terminie, ewentualnie wydłużenie terminu do 90	**Uwaga częściowo przyjęta**

	art. 168 pkt 16 ustawa OZE)		dni na przekazanie tych dokumentów, z uwagi na konieczność uzyskania opinii podmiotu niezależnego od wytwórcy. Dodatkowo zauważyć należy, że oświadczenia i opinia powinny być przekazane także do Zarządcy Rozliczeń S.A oraz sprzedawcy zobowiązanego. Należy zwrócić uwagę, że w ustawie nie wprowadzono przepisów które wskazywałby jak należy rozliczać wytwórcę i w jakim okresie będzie mu przysługiwało wsparcie w sytuacji braku potwierdzenia przez jednostkę akredytowaną wcześniej wskazanych założeń dotyczących modernizacji. Nie ma również przepisów wskazujących na to jak należy liczyć wartość ponoszonych na modernizacje kosztów, jeśli są one rozłożone w czasie. Natomiast zamiast wprowadzenia weryfikacji tych oświadczeń w ramach kontroli, o której mowa w art. 84, proponuje się skorzystanie z rozwiązania analogicznego do obowiązującego w aktualnym stanie prawnym w art. 93a ustawy OZE.	Karę pieniężną za nieprzekazywanie oświadczenia i opinii jednostki posiadającej akredytację PCA w terminie wprowadzono w art. 168 pkt 16a. Wprowadzono również przepisy regulujące obliczanie łącznych nakładów ponoszonych na modernizacje w art. 74 ust. 2b-2f. Projektodawca uwzględnił również uwagę w zakresie przekazywania oświadczenia i opinii do Zarządcy Rozliczeń S.A oraz sprzedawcy zobowiązanego i wprowadził odpowiednie zmiany do projektowanego art. 70b ust. 11b. Projektodawca odrzucił uwagę (**uwaga nieprzyjęta**) w zakresie usunięcia fakultatywnej kontroli oświadczeń i opinii uregulowanej projektowanym brzmieniem przepisu art. 84. Według projektodawcy możliwość takiej kontroli nie stoi w sprzeczności z zastosowaniem mechanizmu obliczania nienależnie wypłaconej pomocy publicznej zgodnie z art. 93a ustawy zmienianej. Należy też zauważyć, że projektodawca wprowadził zmiany w projekcie, które powodują, że wytwórca energii elektrycznej ze zmodernizowanej instalacji OZE uczestniczący w systemach FiP oraz aukcyjnym będzie otrzymywał wsparcie dopiero po przekazaniu opinii jednostki posiadającej akredytację PCA. W przypadku systemu FiT sprzedawca zobowiązany do momentu otrzymania opinii będzie kupował energię po cenie, o której mowa w art. 41 ust. 8. Stosowne zmiany zostały wprowadzone w art. 70c ust. 2a oraz art. 93 ust. 1 i ust. 2.
87.	Art. 1 pkt 54 projektu ustawy	URE	Przepis ten zawiera błędne odwołanie do art. 74 ust. 1a-2 lit. a. albo lit. b zamiast do art. 74 ust. 2 pkt 1-2 lit. a albo lit. b.	**Uwaga przyjęta**

	(Art. 70b ust. 16 pkt 2 ustawa OZE)			
88.	Art. 1 pkt 54 projektu ustawy (Art. 70b ust. 16 pkt 6 ustawa OZE)	URE	6) przedłoży oświadczenie o udziale procentowym wartości planowanych do poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji w odniesieniu do wartości kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii. Uzasadnienie: Proponuje się dokonanie korekty art. 70b ust. 16 pkt 6.	**Uwaga przyjęta** Obowiązek złożenia oświadczenia został przeniesiony do innego przepisu, a brzmienie przepisu zostało uzupełnione o wyrażenie będące przedmiotem uwagi.
89.	Art. 1 pkt. 55 oraz 58 ustawy OZE (Art. 70e ust. 1 i 2 oraz 73 ust. 3 ustawy OZE)	Lewiatan	w art. 70e ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie: „1. Stała cena zakupu wynosi odpowiednio : 1**) 100%** ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1 – dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70a ust. 1, 2) **100%** ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1 – dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70a ust. 2 – przy czym obliczana jest zgodnie z art. 39a ust. 5, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7. 2. Sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70a ust. 1 i 2, lub prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 93 ust. 2 pkt 3, przysługuje wytwórcom, którzy uzyskali zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8, w okresie wskazanym w tym zaświadczeniu.”	**Uwaga nieprzyjęta** Potencjalnie wpłynęłaby na wzrost cen energii poprzez wzrost opłaty OZE, z której finansowana jest cena referencyjna.

			Dodatkowo proponuje się następujące brzmienie art. 73 ust 3a: 3a. Aukcje dla wytwórców, o których mowa w art. 72 ust. 1, przeprowadza się odrębnie, z uwzględnieniem ust. 4, na sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 77 ust. 5: 1) pkt 8-10a (w zakresie instalacji powyżej 1 MW) i 14; 2) pkt 15, 18–20; 3) pkt7 i 7a; 4) pkt 16, 17, 21 i 22; 5) pkt 24 i 25. Liczba biogazowni rolniczych w kraju nie wzrasta wedle dynamiki pozwalającej zrealizować założenia Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku ani Krajowego Planu Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. PEP stanowi co do „energii z biomasy i biogazu – ich potencjał zostanie wykorzystany przede wszystkim w ciepłownictwie, ale część zasobów zostanie skierowana również do wytwarzania energii elektrycznej, zwłaszcza w kogeneracji. Atutem biogazu jest możliwość jego wykorzystania w celach regulacyjnych, co jest szczególnie istotne dla elastyczności pracy krajowego systemu elektroenergetycznego”. Natomiast Krajowy Plan Działania zakładał, że w roku 2019 potencjał energetyczny biogazu będzie wynosił 730 MW (megawatów), zaś produkcja roczna 2 993 GWh (gigawatogodziny). W rzeczywistości obecnie biogazowni rolniczych jest jedynie około 110 MW.	

			Dyskutując tę kwestię, trzeba mieć na względzie, iż: • energia elektryczna jest tylko jedną z wielu korzyści, jakie może dać biogazownia (produkcja lokalnego zielonego ciepła, utylizacja odpadów, redukcja metanu, produkcja doskonałego nawozu); podjęcie decyzji o realizacji projektu jest w dużej ilości przypadków uzasadniania chęcią utylizowania odpadów, z którymi jest problem (korzyści ekonomiczne są na drugim miejscu); • Biogazownie jako instalacje stabilne i tak charakteryzują się relatywnie niskimi kosztami energii elektrycznej (w rachunku całkowitym), gdyż nie potrzebują utrzymywania rezerw (tzw. „wirującej" i „zimnej"), które są bardzo często drogie w utrzymaniu i często nieekologicznie. Biorąc pod uwagę dotychczasowe doświadczenia zebrane z kilku lat funkcjonowania Ustawy OZE możemy wysunąć następujące wnioski: • system aukcyjny okazał się porażką w przypadku źródeł biogazowych. Mimo wielokrotnych zmian, zmniejszających represyjność związaną z koniecznością dotrzymaniu odpowiedniego wolumenu produkcji energii elektrycznej, system ten nadal postrzegany jest jako najbardziej ryzykowany. Należy pamiętać o tym, iż instalacje biogazu rolniczego pełnią nie tylko funkcję elektrowni, ale stanowią ważne ogniwo w utylizowaniu wszelkiego rodzaju odpadów. Odpadów, które pod względem ilości oraz jakości mogą się zmieniać w perspektywie wielu lat. Biogazownie powinny więc na pierwszym miejscu stawiać obowiązek utylizowania odpadów, a nie	

			wywiązanie się z określonej produkcji energii elektrycznej. W przypadku zmniejszonej ilości biogazu powinny one bez konsekwencji móc zmniejszyć swoją moc. Obecnie tego typu instalacje są zmuszane do utrzymywania rezerw w postaci biomasy roślinnej, która powstaje na gruntach mogących być przeznaczone na inne uprawy, np. żywność lub paszę. Doświadczenia pokazują, iż żadna biogazownia o mocy poniżej 500 kW nie wygra aukcji, gdyż będzie stanowiła 20% wolumenu ofert, które z mocy ustawy zostaną wycięte. Znaczy to, iż cena referencyjna odzwierciedlająca ich koszty i pozwalająca na normalną eksploatację na przestrzeni 15 lat jest po prostu nieosiągalna, bo tego typu instalacje będą musiały być realizowane przez system FIT/FIP nawiązujący do ceny referencyjnej, która zgodnie z decyzją notyfikacyjną powinna odzwierciedlać uśrednione koszty zoptymalizowanej biogazowni wynikającej z LCOE (kosztu wytworzenia energii w danym źródle). Powyższa argumentacja ma także odpowiednie zastosowanie także i do instalacji biogazu składowiskowego czy na oczyszczalniach ścieków. • system Taryf FIP/FIT – cieszy się dużym zainteresowaniem z racji tego, iż daje rolnikom posiadającym biogazownie większą elastyczność, zwłaszcza w sytuacjach nieprzewidywalnych (np. zmniejszenie produkcji zwierzęcej ze względów ekonomicznych lub wskutek ASF). System taryf	

			nie obliguje również Inwestorów do produkcji określonego wolumenu energii elektrycznej. Mogą oni więc pracować z pełną mocą w kogeneracji w okresach zimowych, zmniejszając moc w okresach letnich. Umożliwia im również możliwość częściowego lub całkowitego zarzucenia produkcji energii elektrycznej na rzecz biometanu. Niemniej jednak bardzo mały rozwój projektów biogazowych, związany jest z niezrozumiałym systemem rozliczania za wytworzoną energię elektryczną. Prezentowane przez MKiŚ ceny referencyjne stanowiły odzwierciedlenie godziwego wynagrodzenia przy uśrednionej biogazowni, bazującej w ponad 70% na odpadach. Tak skalkulowana cena stanowiłaby bezpieczny przychód w długoletniej perspektywie, zabezpieczając finansowo właściciela instalacji na czasy, gdy wystąpią wysokie nakłady remontowe instalacji wskutek jej starzenia lub innych czynników, które właśnie widzimy obecnie. Obecny wzrost kosztów obsługi zadłużenia (wskutek wzrostu stóp procentowych) jak i ogólny występujący w branży rolnictwa energetycznego (zakup części zapasowych, paliwa, wzrostu wynagrodzeń) jest o tyle dotkliwy, iż znacznie przewyższa wzrost ceny za energię elektryczną o ustawowy wskaźnik CPI. Jest to związane z tym, iż instalacje funkcjonujące w systemie FiT/FiP są zobligowane do odliczenia 5-10% od zoptymalizowanej już ceny referencyjnej. Powoduje to znacznie	

			zawężenie liczby projektów mogących zostać zrealizowane (co widzimy w ilości nowych projektów w rejestrze KOWR). Dodatkowo nawet dla tych już zrealizowanych projektów, wskutek działania czynników, które analizy przy tworzeniu cen referencyjnych nie przewidziały, przyczyniło się to do powstania problemów z znacznym spadkiem rentowności. Biorąc to pod uwagę, jakiekolwiek pomniejszanie przychodów za sprzedaną energię elektryczną stanowi istotne ryzyko wpadnięcia Inwestorów biogazowych w problemy finansowe. W dotychczasowej argumentacji dotyczącej podniesienia wskaźników służących do określenia stałej ceny był podnoszony fakt możliwości uczestnictwa w systemie aukcyjnym i zdobycia ceny bliskiej referencyjnej. Niemniej jednak w ostatnim czasie wszelkie argumenty podnoszone w ostatnich latach miały okazje zostać zweryfikowane w postaci praktycznie braku zainteresowania inwestorów tego typu systemem. Biorąc pod uwagę powyższe proponujemy: • zwolnienie źródeł OZE mogących uzyskać wsparcie w systemie FiT/FiP z możliwości uczestnictwa w systemie aukcyjnym; • podniesie wskaźników używanych do obliczenia cen referencyjnych do 100% (czyli w rzeczywistości wprowadzenia taryfy zgodnej z LCOE, co występuje w większości krajów UE). Poprawka ma na celu uniemożliwienie źródłom mogącym korzystać z systemu FIT/FIP udziału w systemie aukcyjnym, przy jednoczesnym przyjęciu	

			w systemie FIT/FIP cen stałych równych 100 procentom cen referencyjnych.	
90.	Art. 1 pkt. 55 ustawy OZE (Art. 70e ust. 2a ustawy OZE)	Lewiatan	Proponujemy usunięcie konieczności podwójnego redukowania ceny referencyjnej w przypadku zmodernizowanych instalacji korzystających z mechanizmów FIT/FIP i pozostawienie jedynie redukcji ceny referencyjnej odpowiednim wskaźnikiem w zależności od nakładów poniesionych na modernizację (bez wcześniejszej redukcji tej ceny wskaźnikiem 90 lub 95%). Propozycja brzmienia przepisu art. 70e ust. 2a: „2a. W przypadku zmodernizowanych instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 70b ust. 16, zmodernizowanych zgodnie z art. 74 ust. 2 pkt 2: 1) lit. a – stała cena zakupu obliczana jest zgodnie z ust. 1, 2) lit. b – stała cena zakupu obliczana jako iloczyn ~~wartości obliczonych zgodnie z ust. 1~~ **odpowiedniej ceny referencyjnej określonej zgodnie z art. 77 ust. 5** i współczynnika, o którym mowa w art. 77 ust. 5a.”; Przy przyjętej podwójnej redukcji ceny referencyjnej (redukcja 90 lub 95%, a następnie współczynnik zależny od nakładów na modernizację) inwestycje w modernizację małych elektrowni wodnych nie będą miały sensu ekonomicznego.	**Uwaga wyjaśniona** System wsparcia dla instalacji zmodernizowanych wpisuje się w obecnie działające systemy: taryf gwarantowanych FIT (feed-in-tariff) i dopłat do ceny rynkowej FIP (feed-in-premium). Ustawodawca uznał, że jest to system, który uczestnicy rynku znają, przyswoili jego zasady i wiedzą, jak z niego korzystać. Stąd zachowanie również analogicznego współczynnika korekcyjnego. Należy przy tym zauważyć, że współczynnik korekcyjny pełni dwie istotne funkcje. Po pierwsze, koresponduje z obniżonymi cenami z ofert składanych w systemie aukcyjnym dla jednostek o wyższej mocy zainstalowanej. Po drugie, w połączeniu z ceną referencyjną jest bodźcem do zwiększenia efektywności kosztowej i ograniczania kosztów w stosunku do podstawowego ich poziomu użytego do wyznaczenia ceny referencyjnej.
91.	Dodanie art. 70e ust. 4 ustawy OZE	Lewiatan	W art. 70e ustawy o OZE po ust. 3b proponuje się dodać ust. 4 w brzmieniu:	**Uwaga nieprzyjęta** Potencjalnie wpłynęłaby na wzrost cen energii poprzez wzrost opłaty OZE, z której finansowana jest cena referencyjna.

			„4. W sytuacji dokonania przez wytwórcę zmiany deklaracji w zakresie, o którym mowa w art. 70b ust. 10 pkt 2: 1) do wyliczenia stałej ceny, o której mowa w ust. 1, stosuje się właściwą cenę referencyjną obowiązującą na dzień zmiany deklaracji, 2) stała cena wyliczona w sposób określony w pkt.1 ma zastosowanie do ustalenia poziomu wsparcia od początku miesiąca następującego po miesiącu, w którym wytwórca na podstawie zmienionej deklaracji otrzymał zmienione zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8,” W systemie FIP/FIT niezbędne jest wprowadzenie przepisów jednoznacznie wyjaśniających skutek dla poziomu ceny skorygowanej, ewentualnej zmiany mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE w trybie art. 70b ust. 10 pkt 2. Proponowany przepis jednoznacznie potwierdza konieczność przeliczenia ceny skorygowanej do przodu oraz określa moment, od kiedy nowa cena skorygowana będzie miała zastosowanie. Na konieczność wprowadzenia takiego przepisu wskazywało URE na spotkaniu z branżą biogazową w 2020 r.	
92.	Art. 1 pkt 56 projektu ustawy (Art. 70f ust. 4 ustawa OZE)	URE	Przepis jest nieprecyzyjny, gdyż we wprowadzeniu do wyliczenia projektodawca wskazuje, że prawo do pokrycia ujemnego salda powstaje od pierwszego dnia sprzedaży w systemie wsparcia, natomiast w pkt 1 prawo to liczy się od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej, a w pkt 2 nie określono jak liczyć 15 letni okres wsparcia.	**Uwaga przyjęta** Wskazano jednoznacznie pierwszy dzień sprzedaży energii jako moment, od którego należy liczyć okres wsparcia dla instalacji zmodernizowanych.
93.	Art. 1 pkt. 56 ustawy OZE (Art.	Lewiatan	Proponujemy wprowadzenie odrębnych okresów wsparcia dla zmodernizowanych małych elek-trowni wodnych w przypadku poniesienia kosztów	**Uwaga nieprzyjęta**

	70f ust. 4 ustawy OZE)		inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 50%. Propozycja brzmienia art. 70f ust. 4 ustawy o OZE: „4. W przypadku zmodernizowanych instalacji odnawialnego źródła energii obowiązek zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70c ust. 2 lub prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, powstaje od pierwszego dnia sprzedaży w tej instalacji energii elektrycznej objętej systemem wsparcia, o którym mowa w ustawie, i trwa nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2045 r. przy czym, w przypadku instalacji zmodernizowanych zgodnie z art. 74 ust. 2 pkt 2: 1) lit. a, wynosi, licząc od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji: - 5 lat – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji nie mniejszych niż 25%, ale nie większych niż 33% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, - 6 lat – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, **z wyjątkiem instalacji wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej**, - 7 lat – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 40%, ale nie większych niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, **z wyjątkiem instalacji wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej**; **- 8 lat - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale**	System wsparcia dla instalacji zmodernizowanych cechuje duży stopień komplikacji oraz mnogość regulacji, na co wskazują m.in. podmioty uczestniczące w rozliczaniu i weryfikacji udzielanej pomocy, w tym Urząd Regulacji Energetyki, jednostki akredytowane przez Polskie Centrum Akredytacji, czy Zarządcę Rozliczeń S.A. Dodatkowe komplikacje systemu, wyłączenia i preferencje technologiczne, byłyby niewskazane.

			nie większych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej, **- 10 lat – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 40%, ale nie większych niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej;** 2) lit. b, wynosi 15 kolejnych lat."; Przy przyjętej, jednakowej dla wszystkich technologii i mocy zainstalowanej OZE redukcji okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji, inwestycje w modernizacje małych elektrowni wodnych nie będą miały sensu ekonomicznego. W przypadku instalacji hydroenergetycznych o mocy do 1 MW (w systemie FIT/FIP) korekta okresu wsparcia powinna być ustawiona na nieco innym poziomie, aby inwestycja w modernizację miała sens ekonomiczny. Dlatego zaproponowano odrębne, nieco dłuższe okresy wsparcia dla zmodernizowanych elektrowni wodnych w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 50%.	
94.	Art. 1 pkt. 57 ustawy OZE (Art. 70g ust. 1 ustawy OZE)	Lewiatan	Proponujemy dodać możliwość skorzystania ze wsparcia operacyjnego również po zakończeniu okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji. Propozycja brzmienia art. 70g ust. 1 ustawy o OZE:	**Uwaga nieprzyjęta** Wsparcie dla instalacji zmodernizowanych w przypadku przeprowadzenia ograniczonej modernizacji w zakresie 25-50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej jednostki daje możliwość korzystania z pełnego wsparcia przez wytwórców energii elektrycznej z instalacji OZE łącznie nawet przez 22 lata.

			„Art. 70g. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej, będący przedsiębiorstwem energetycznym lub wytwórcą, o którym mowa w art. 19 ust. 1, wykorzystujący do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie: 1) biogaz rolniczy, albo 2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo 3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo 4) biogaz inny niż określony w pkt 1-3, albo 5) hydroenergię, albo 6) biomasę – po upływie dla tej instalacji okresu, o którym mowa w art. 44 ust. 5 lub art. 48 ust. 5 lub art. 70f ust. 1 lub art. 70f ust. 3 **lub 70f ust. 4** lub art. 77 ust. 1, może dokonać wybranemu podmiotowi sprzedaży, której przedmiotem jest niewykorzystana, a wprowadzona do sieci energia elektryczna. Przepis art. 83b stosuje się odpowiednio, z uwzględnieniem art. 70i.” Dodanie opcji dającej możliwość skorzystania ze wsparcia operacyjnego po zakończeniu okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji może być przydatna szczególnie w przypadku tzw. małych modernizacji, czyli tych, gdzie czas wsparcia wynosi mniej niż 15 lat.	Jest to bardzo długi czas, który powinien pozwolić wytwórcom na organizację pracy instalacji i optymalizację kosztów pozwalające na utrzymanie się na rynku energii, ew. powinien pozwolić na identyfikację i wyłączenie trwale nierentownych instalacji, których działanie nie jest racjonalne w świetle obciążania kosztami odbiorcy końcowego.
95.	Art. 1	URE	Brak jest uregulowań dotyczących kumulacji pomocy publicznej. Nie jest możliwe ustalenie jaka	**Uwaga częściowo przyjęta**

	pkt 57 projektu ustawy (Art. 70g – 70j ustawa OZE)		była intencja projektodawcy. W związku z powyższym, istotne byłoby ustalenie czy intencją projektodawcy jest wprowadzenie braku konieczności kumulowania jakiejkolwiek pomocy, jak również ustanawiania jakiegokolwiek zabezpieczenia oraz braku waloryzacji ceny określonej na dzień złożenia deklaracji (w innym przypadku zauważyć należy, że z przepisów nie wynika, że cena się zmienia co roku, jeśli zostanie wydane rozporządzenie). Wątpliwości budzi także kwestia czy przepisy te mają dotyczyć wyłącznie instalacji niezmodernizowanych oraz czy po podstawowym okresie wsparcia mają one wejść do wsparcia operacyjnego. Zauważyć należy, że w kontekście zasad udzielania pomocy publicznej, brak jest podstaw do wprowadzenia tych regulacji. Projektodawca nie przedstawił żadnych argumentów wskazujących na zasadność wdrożenia tego rodzaju rozwiązań. Jak wynika z uzasadnienia do projektu ustawy po wsparciu operacyjnym można ubiegać się o pomoc w systemie modernizacji, jednakże projektowane przepisy dotyczące modernizacji w żaden sposób nie uwzględniają kumulacji tego wsparcia, co budzi wątpliwości w kontekście zgodności z zasadami udzielania pomocy publicznej. Wątpliwości budzi też możliwość zmiany deklaracji w zakresie mocy zainstalowanej instalacji OZE uregulowana w art. 70h ust. 7 pkt 1. Brak jest precyzyjnego określenia w jaki sposób będzie mogła zmienić się ww. moc i w jaki sposób przełoży się to na cenę do otrzymania której uprawniona będzie instalacja. W przepisach art. 70g i 70h pojawiają się odwołania do art. 48 ust. 5, który ma być zgodnie z projektem ustawy	Wysokość wsparcia operacyjnego nie jest kalkulowana z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych, dlatego nie zaistnieje sytuacja podwójnego finansowania tych samych kosztów z różnych instrumentów. Odnośnie do możliwości zmiany deklaracji w zakresie mocy zainstalowanej instalacji OZE uregulowanej przepisem art. 70h ust. 7 pkt 1 należy zwrócić uwagę, że jest to przepis tożsamy z art. 70b ust. 10. Dodatkowo, ze względu na przepis art. 70j ust. 1, tj. jeden poziom stałej ceny zakupu w wysokości 90% ceny referencyjnej, nie ma możliwości zmiany kwalifikacji jednostki dla osiągnięcia wyższego poziomu stałej ceny zakupu w systemie wsparcia operacyjnego. Przekroczenie zaś mocy 1 MW zgodnie z art. 70g ust. 1 odbiera prawo do pokrycia salda ujemnego we wsparciu operacyjnym poza systemem aukcyjnym i winno skutkować udziałem wytwórcy w aukcji. W przepisach art. 70g i 70h usunięto odwołania do art. 48 ust. 5. Nie dodano przy tym odwołania do art. 70f ust. 4, ponieważ system wsparcia operacyjnego nie jest przewidziany dla instalacji zmodernizowanych.

			uchylony. Brak jest natomiast odwołania do art. 70f ust. 4.	
96.	Art. 1 pkt 57 projektu ustawy (Art. 70g ust. 1 ustawa OZE)	URE	Pod rozwagę należy poddać, czy nie należałoby mówić również o zakończeniu wsparcia, o którym mowa w art. 10 ustawy z dnia 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021, poz. 1873).	**Uwaga wyjaśniona** Przepis art. 10 to przepis dostosowujący w zakresie zmian wprowadzanych ustawą z dnia 17 września 2021 r. Nie wprowadza dodatkowego systemu wsparcia, po zakończeniu którego miałoby przysługiwać wsparcie operacyjne.
97.	Art. 1 pkt 57 projektu ustawy (Art. 70g ust. 1 ustawa OZE)	URE	Brak wyjaśnienia dlaczego zastosowano odwołanie do art. 83b i na czym miałoby polegać odpowiednie stosowanie tego przepisu.	**Uwaga przyjęta** W przepisie znalazło się błędne odwołanie do art. 83b. Właściwe jest odwołanie do art. 83g, który odnosi się do kwestii referencyjnej ceny operacyjnej.
98.	Art. 1 pkt 57 projektu ustawy (art. 70g ust. 3, art. 70h ust. 3 pkt 6 lit b, art. 83h ust. 3 pkt 6 ppkt2, art. 6 pkt 3 lit. c i pkt 5 lit. a ustawa OZE)	URE	Proponuje się doprecyzowanie zawartych w przepisach odwołań do rozporządzenia nr 651/2014 w zależności od tego czy w danym przypadku będzie wydawana decyzja notyfikacyjna KE czy będzie dokonywane zgłoszenie w oparciu o rozporządzenie 651/2014	**Uwaga wyjaśniona** Przede wszystkim należy zaznaczyć, ze system wsparcia operacyjnego będzie podlegać notyfikacji przez Komisję Europejską. Nie zmienia to jednak faktu, że możliwe jest odwołanie się w stosownych przepisach do rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 (GBER). Wynika to z tego, że przepisy w zakresie przedsiębiorstw znajdujących się w trudnej sytuacji są tożsame z wytycznymi dotyczącymi pomocy państwa na ratowanie i restrukturyzację przedsiębiorstw niefinansowych znajdujących się w trudnej sytuacji. Takie podejście było punktem wyjścia do zastosowania tych przepisów również w przepisach regulujących funkcjonujący już system aukcyjny.
99.	Art. 1 pkt 57 projektu ustawy (Art. 70h	Młodzieżowa Rada Klimatyczna	Art. 70h. 1. W celu sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70g ust. 1 wytwórcy, o których mowa w tych przepisach, składają Prezesowi URE deklarację o zamiarze	**Uwaga nieprzyjęta** Definicja biomasy zawarta w ustawie o odnawialnych źródłach energii jest zgodna z art. 2 pkt 24 Dyrektywy

	ustawa OZE)		sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu ustalonej zgodnie z art. 70j ust. 1. 2. Deklaracja, o której mowa w ust. 1, jest składana w postaci elektronicznej za pośrednictwem internetowej platformy aukcyjnej. 3. Deklaracja, o której mowa w ust. 1, zawiera: 1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy; 2) łączną ilość niewykorzystanej energii elektrycznej określoną w MWh, jaką wytwórca planuje sprzedać w okresie wskazanym w deklaracji; 3) okres sprzedaży niewykorzystanej ilości energii elektrycznej, obejmujący planowaną datę rozpoczęcia i zakończenia sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej; 4) lokalizację i moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii oraz miejsce jej przyłączenia do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej, określone w warunkach przyłączenia albo w umowie o przyłączenie; 5) podpis wytwórcy lub osoby upoważnionej do jego reprezentowania, z załączeniem oryginału lub uwierzytelnionej kopii dokumentu poświadczającego umocowanie takiej osoby do działania w imieniu wytwórcy; 6) oświadczenie wytwórcy o następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. - Kodeks karny oświadczam, że:	Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Biomasa stanowi znaczący wkład w odejście od paliw kopalnych w wielu państwach członkowskich i w okresie przejściowym jest niezbędna do stabilizacji pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Cytowany przepis art. 184f obowiązywał w okresie od dnia 1 października 2020 r. do dnia 31 grudnia 2021 r. Zgodnie z aktualnie obowiązującą definicją zawartą w art. 2 pkt 7a drewnem energetycznym jest surowiec drzewny, który ze względu na cechy jakościowo-wymiarowe posiada obniżoną wartość techniczną i użytkową uniemożliwiającą jego przemysłowe wykorzystanie, a także surowiec drzewny stanowiący biomasę pochodzenia rolniczego. Drewnem energetycznym nie jest więc drewno pełnowartościowe.

			a) do wytworzenia energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie będą wykorzystywane: – drewno inne niż drewno energetyczne oraz zboże pełnowartościowe w przypadku: – - instalacji odnawialnego źródła energii innej niż mikroinstalacja i mała instalacja, wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz inny niż biogaz rolniczy, – - instalacji odnawialnego źródła energii innej niż mikroinstalacja i mała instalacja wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy, – - dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biogaz rolniczy lub biogaz, o którym mowa w art. 70g ust. 1 pkt 2-4, – paliwa kopalne lub paliwa powstałe z ich przetworzenia w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy, – biomasa zanieczyszczona w celu zwiększenia jej wartości opałowej - w przypadku dedykowanej instalacji spalania biomasy, a także hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biogaz lub biogaz rolniczy, – substraty inne niż wymienione w art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych	

			źródłach energii - w przypadku wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, Drewno energetyczne zgodnie z definicją przyjętą w ustawie o odnawialnych źródłach energii z 16 lipca 2020r. to: 1. Surowiec drzewny niebędący drewnem tartacznym i skrawanym, stanowiącym dłużyce, kłody tartaczne i skrawane oraz niebędący materiałem drzewnym powstałym w wyniku procesu celowego rozdrobnienia tego surowca drzewnego; 2. Produkty uboczne będące efektem przetworzenia surowca drzewnego, niezanieczyszczone substancjami niewystępującymi naturalnie w drewnie; 3. Odpady, będące efektem przetworzenia surowca drzewnego, niezanieczyszczone substancjami niewystępującymi naturalnie w drewnie, zagospodarowywane zgodnie z hierarchią sposobów postępowania z odpadami. Zgodnie z przyjętą definicją w dalszym ciągu możliwe jest wykorzystywanie pełnowartościowego surowca drzewnego, co może doprowadzić do intensyfikacji wycinek drzew, co przy obecnym stanie środowiska jest szkodliwe. Pojęcie „drewna energetycznego” jest wykorzystywane w licznych punktach ustawy, dlatego rekomendujemy zmianę przyjętej definicji.	
100.	Art. 1 pkt. 57 ustawy OZE (Art. 70h ust. 4 pkt 1	Lewiatan	W przypadku przyjęcia uwagi dotyczącej możliwości korzystania ze wsparcia operacyjnego również po zakończeniu okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji należy dostosować odpowiednio również przepis art. 70h ust. 4 pkt 1.	**Uwaga nieprzyjęta** Wsparcie dla instalacji zmodernizowanych w przypadku przeprowadzenia ograniczonej modernizacji w zakresie 25-50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej

	ustawy OZE)		<u>Propozycja brzmienia art. 70h ust. 4 pkt 1 ustawy o OZE:</u> „4. Do deklaracji, o której mowa w ust. 1, wytwórca dołącza: 1) oświadczenie o dniu, kiedy dla tej instalacji upłynął albo upłynie okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5 lub 48 ust. 5 lub 70f ust. 1 lub 70f ust. 3 **lub 70f ust. 4** lub 77 ust. 1, oraz (…)" W przypadku przyjęcia uwagi dotyczącej możliwości korzystania ze wsparcia operacyjnego również po zakończeniu okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji należy odpowiednio dostosować przepis 70h ust. 4 pkt 1.	referencyjnej jednostki daje możliwość korzystania z pełnego wsparcia przez wytwórców energii elektrycznej z instalacji OZE łącznie nawet przez 22 lata. Jest to bardzo długi czas, który powinien pozwolić wytwórcom na organizację pracy instalacji i optymalizację kosztów pozwalające na utrzymanie się na rynku energii, ew. powinien pozwolić na identyfikację i wyłączenie trwale nierentownych instalacji, których działanie nie jest racjonalne w świetle obciążania kosztami odbiorcy końcowego.
101.	Art. 1 pkt 57 projektu ustawy (Art. 70h ust. 4 pkt 1 ustawa OZE)	URE	Z brzmienia art. 70h ust. 4 pkt 1 wynika, że wytwórca jest uprawniony do złożenia deklaracji na wsparcie operacyjne jeszcze w trakcie trwania pierwotnego wsparcia. Projektodawca nie określił przy tym w jakim okresie przed zakończeniem pierwotnego wsparcia taka deklaracja może zostać złożona, a zatem należy uznać że może to odbyć się w terminie wcześniejszym, niż 3 miesiące przed graniczną datą utraty wsparcia pierwotnego. Z drugiej strony art. 70h ust. 4 pkt 3 zobowiązuje wytwórcę do rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej w ramach wsparcia operacyjnego w terminie nie później niż pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie 3 miesięcy od dnia wydania zaświadczenia uprawniającego do nowego wsparcia. Złożenie przez wytwórcę deklaracji na długo przed zakończeniem wsparcia, oraz konieczność wydania przez Prezesa URE zaświadczenia w terminie 45	**Uwaga wyjaśniona** Art. 70g ust. 1 stanowi, iż wytwórca może dokonać wybranemu podmiotowi sprzedaży, której przedmiotem jest niewykorzystana, a wprowadzona do sieci energia elektryczna dopiero po zakończeniu okresu tego wsparcia. Oznacza to, że nawet jeśli wytwórca otrzyma zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5, przed zakończeniem okresu poprzedniego systemu wsparcia, to i tak nie będzie uprawniony do sprzedaży energii aż do momentu określonego w art. 70g ust. 1. W zakresie drugiej części uwagi należy zauważyć, że przepis art. 10 to przepis dostosowujący w zakresie zmian wprowadzanych ustawą z dnia 17 września 2021 r. Nie wprowadza dodatkowego systemu wsparcia, po

			dni może powodować, że wytwórca będzie uprawniony do korzystania z nowego systemu wsparcia, kiedy jeszcze przysługiwało mu wsparcie pierwotne. Proponuję się zatem, aby deklaracja mogła zostać złożona nie wcześniej niż po dniu zakończenia okresu pierwotnego wsparcia, względnie proponujemy wprowadzenie przepisu, który wprowadziłby termin graniczny na złożenie nowej deklaracji tj. "nie wcześniej niż np. 30 dni przed zakończeniem wsparcia, o którym mowa ..." Pod rozwagę projektodawcy poddajemy również czy w art. 70h ust. 4 pkt 1 nie należałoby wskazać również zakończenia okresu wsparcia, o którym mowa w art. 10 ustawy dnia 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021, poz. 1873).	zakończeniu którego miałoby przysługiwać wsparcie operacyjne.
102.	Art. 1 pkt 57 projektu ustawy (Art. 70h ust. 4 pkt 2 ustawa OZE)	URE	Proponuje się, aby treść oświadczenia zawartego w art. 70h ust. 4 pkt 2 wprowadzić również w pozostałych systemach wsparcia przewidzianych ustawą OZE. Ponadto, proponuję uregulowanie w art. 39 oraz 39a ust. 2, że ani wynagrodzenia z tytułu uczestnictwa w rynku mocy, ani wsparcia udzielanego na podstawie ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji nie wlicza się do pomocy inwestycyjnej.	**Uwaga przyjęta**
103.	Art. 1 pkt 57 projektu ustawy (Art. 70h ust. 7 ustawa OZE)	URE	Proponuje się doprecyzowanie przepisu, że w sytuacji jeśli wytwórca otrzymał zaświadczenie na okres 10 lat a następnie skrócił ten okres np. do 5 lat, to nie ma on już ponownie możliwości złożenia deklaracji o której mowa w art. 70 h ust. 1 na okres kolejnych 5 lat	**Uwaga przyjęta**

104.	Art. 1 pkt 57 projektu ustawy (Art. 70j ust. 1 ustawa OZE)	URE	Stała cena zakupu wynosi 90% referencyjnej ceny operacyjnej, o której mowa w art. 83g ust. 1, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70h ust. 1, dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70g ust. 1. Uzasadnienie: Proponuje się korektę sformułowania z brzmienia "cena referencyjna" na brzmienie "referencyjna cena operacyjna".	**Uwaga przyjęta**
105.	Art. 1 pkt. 57 ustawy OZE (Art. 70j ust. 1 ustawy OZE)	Lewiatan	Proponujemy usunięcie współczynnika korygującego cenę referencyjną w systemie FIP we wsparciu operacyjnym (90%) i wprowadzenie zasady, że cena stała w tym przypadku jest równa cenie referencyjnej. <u>Propozycja brzmienia art. 70j ust. 1 ustawy o OZE:</u> „Art. 70j. 1. Stała cena zakupu **jest równa cenie** referencyjnej, o której mowa w art. 83g ust. 1, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70h ust. 1, dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70g ust. 1.” Wprowadzanie współczynnika korekcyjnego miało sens w przypadku możliwości korzystania przez wytwórców z dwóch równolegle istniejących mechanizmów wsparcia (czyli aukcji i systemu FIT/FIP), w których funkcjonuje ta sama cena referencyjna. Taka sytuacja może zachęcać wytwórców do korzystania z systemu bardziej konkurencyjnego, czyli aukcyjnego, w którym mogą oni starać się uzyskać cenę wyższą niż 90% ceny referencyjnej. Natomiast w przypadku	**Uwaga nieprzyjęta** System wsparcia operacyjnego dla instalacji OZE o mocy zainstalowanej nie większej niż 1 MW zgodnie z zawężonym katalogiem wspieranych technologii ma w jak największym stopniu odpowiadać funkcjonującemu już obecnie systemowi dopłat do ceny rynkowej (feed-in-premium, FIP). Projektodawca uznał, że jest to system, który uczestnicy rynku znają, przyswoili jego zasady i wiedzą, jak z niego korzystać. Stąd zachowanie również analogicznego wyliczenia stałej ceny zakupu dla instalacji uczestniczących w systemie wsparcia operacyjnego. Należy przy tym zauważyć, że metoda wyliczenia przez ograniczenie poziomu wsparcia do 90% referencyjnej ceny operacyjnej pełni dwie istotne funkcje. Po pierwsze, koresponduje z obniżonymi cenami z ofert składanych w systemie aukcyjnym dla jednostek o wyższej mocy zainstalowanej. Po drugie, w połączeniu z referencyjną ceną operacyjną jest bodźcem do zwiększenia efektywności kosztowej i ograniczania kosztów w stosunku do podstawowego ich poziomu użytego do wyznaczenia ceny referencyjnej.

			wsparcia operacyjnego, w którym dla instalacji o mocy do 1 MW nie przewidziano możliwości udziału w systemie aukcyjnym, a jedynie w systemie FIP, a cena referencyjna, o której mowa w art. 83g ust. 1, jest ceną ustalaną wyłącznie na potrzeby wsparcia w systemie FIP, wprowadzanie redukcji jakimkolwiek wskaźnikiem jest nielogiczne. Cena referencyjna określona w art. 83g ust. 1 powinna być ceną odzwierciedlającą wysokość kosztów operacyjnych dla danej technologii i wielkości instalacji i powinna być stosowana wprost. Wprowadzanie dodatkowej redukcji tak wyznaczonej ceny jest niczym nieuzasadnione.	
106.	Art. 1 pkt 59 projektu ustawy (Art. 74 ust. 2 pkt 1 ustawa OZE)	URE	1) instalacji tej nie przysługuje świadectwo pochodzenia oraz nie przysługuje obowiązek zakupu energii, o którym mowa w art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1, dotyczący energii wytwarzanej w tej instalacji przed zakończeniem jej modernizacji oraz nie przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 70a ust. 3, art. 70c ust. 6, art. 83e ust. 1 lub art. 92 ust. 5 dotyczące energii wytwarzanej w tej instalacji przed zakończeniem jej modernizacji; Uzasadnienie: Przepis zawiera odwołanie do art. 48 ust. 1 uchylonego projektem tej ustawy. Ponadto, przepis zawiera błędne odwołanie do prawa do pokrycia ujemnego salda (art. 83 ust. 1, zamiast art. 83 e ust. 1).	**Uwaga przyjęta**
107.	Art. 1 pkt 59 lit. b Projektu ustawy	Lewiatan	Proponujemy usunięcie warunku przyrostu mocy zainstalowanej lub wzrostu ilości produkowanej energii w przepisie dotyczącym modernizacji.	**Uwaga nieprzyjęta** Celem umożliwienia uczestnictwa w systemach wsparcia dla instalacji zmodernizowanych jest co najmniej

	(art. 74 ust. 2 pkt 2 ustawy OZE)		Propozycja brzmienia art. 74 ust. 2 pkt 2 ustawy o OZE: „2) w wyniku modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii nastąpiło odtworzenie stanu pierwotnego tej instalacji lub zmiana jej parametrów użytkowych lub technicznych, a poniesione i udokumentowane nakłady na modernizację tej instalacji wyniosły: a) nie mniej niż 25% ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, albo b) więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji.” Modernizacja instalacji to de facto w całości nowa moc OZE, która przy braku modernizacji zostałaby wyłączona z KSE. Warunek zwiększenia mocy lub ilości wytwarzanej energii jest więc niekonieczny z punktu widzenia osiągnięcia celów w zakresie wytwarzania energii z OZE, a z pewnością uniemożliwi realizację wielu modernizacji. Np. w przypadku elektrowni wodnych moc instalacji zależy od wielkości przepływu wody oraz wysokości spadku, których nie da się zmienić poprzez modernizację, gdyż są to parametry wynikające z warunków naturalnych. Ponadto, w przypadku wielu instalacji modernizacja polega na urealnieniu faktycznego wykorzystania energii odnawialnej poprzez zmniejszenie dotychczasowej mocy, np. w elektrowniach wodnych w sytuacji pogorszenia warunków hydrologicznych (susze, powodujące spadek poziomu wody) lub wypełnianie nowych warunków związanych z ochroną środowiska (budowa przepławki dla ryb, zwiększenie przepływu nienaruszalnego).	utrzymanie poziomu mocy istniejących instalacji OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym przy optymalizacji nakładów inwestycyjnych i kosztów dla odbiorców końcowych. Jednocześnie, zobowiązania międzynarodowe Polski, jak i sytuacja międzynarodowa powodują, że moc zainstalowana w instalacjach OZE lub poziom wytwarzania energii w tych instalacjach winny wzrastać. Należy też nadmienić, że wspomniany warunek odnosi się tylko do dużych instalacji, tj. o mocy większej niż 1 MW, biorących udział w aukcjach. Instalacje małe, uczestniczące w systemach FiT/FiP nie podlegają pod ten przepis.

			Podobnie sprawa ma się w przypadku instalacji biogazowych, gdzie celem dalszego podtrzymania jej pracy, po podstawowym okresie wsparcia nie jest tylko produkcja energii elektrycznej, lecz przede wszystkim zmniejszenie oddziaływania na środowisko źródła biogazu (np. wysypisko śmieci, odpady rolnicze). Nie właściwe byłoby więc wymuszanie np. na gospodarstwach rolnych zwiększanie mocy instalacji, w sytuacji, gdy została ona wcześniej dopasowana pod indywidualne warunki Inwestora.	
108.	Art. 1 pkt 59 projektu ustawy (Art. 74 ust. 3 ustawa OZE)	URE	Przepis ten wprowadza rozróżnienie na instalacje, których modernizację rozpoczęto w czasie gdy do upływu okresu przysługującego wsparcia pozostaje więcej niż 24 miesiące oraz instalację, co do których przeprowadzono modernizację. W związku z powyższym wątpliwości może budzić kwestia, czy dopuszczalne jest rozpoczęcie modernizacji gdy do zakończenia okresu wsparcia pozostało mniej niż 24 miesiące.	**Uwaga wyjaśniona** Przepis reguluje sytuację przeprowadzenia modernizacji w czasie okresu, w którym wytwórcy przysługuje wsparcie, wskazując dodatkowo, że regulowana jest kwestia instalacji, którym pozostało mniej niż 24 miesiące korzystania z okresu wsparcia, jak i tych, które przeprowadziły modernizację wcześniej. W takim wypadku przeprowadzona modernizacja nie przedłuża, ani kończy automatycznie dotychczasowego systemu wsparcia. W przypadku modernizacji przeprowadzonej w okresie mniej niż 24 miesiące przed zakończeniem wsparcia w oparciu wytwórca będzie mógł uzyskać wsparcie dla instalacji zmodernizowanych, o ile, zgodnie z art. 70b ust. 16 pkt 4 rozpoczęcie modernizacji instalacji, mającej na celu spełnienie jednego z warunków określonych w art. 74 ust. 2 pkt 2, nastąpi po otrzymaniu zaświadczenia, o którym mowa w ust. 8 dla zmodernizowanej instalacji lub rozpoczęcie modernizacji instalacji, mającej na celu spełnienie jednego z warunków określonych w art. 74 ust. 2 pkt 2, nastąpi po zamknięciu sesji aukcji (art. 74 ust. 4 pkt 4).

109.	Art. 1 pkt 59 projektu ustawy (Art. 74 ust. 3 pkt 1 ustawa OZE)	URE	W projekcie uchylono przepisy dotyczące świadectw pochodzenia biogazu rolniczego co powinno prowadzić do uchylenia art. 74 ust. 3 pkt 1.	**Uwaga przyjęta**
110.	Art. 1 pkt 59 projektu ustawy (Art. 74 ust. 3a, 3b oraz 3c ustawa OZE)	URE	10. Wytwórca, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w ust. 8, może zmienić deklarację, o której mowa w ust. 1, w zakresie: 1) sprzedawcy zobowiązanego lub innego podmiotu, o których mowa w ust. 3 pkt 7, ze skutkiem na koniec kwartału następującego po kwartale, w którym złożono zmienioną deklarację; 2) mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 3 pkt 4, oraz ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 2, pod warunkiem, że łączna zaktualizowana moc takiej instalacji nie zmieni pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 77 ust. 5 właściwej dla tej instalacji w dniu złożenia deklaracji, o której mowa w ust. 1, z zastrzeżeniem ust. 10a; - w takim przypadku do zmienionej deklaracji wytwórca załącza dokumenty i oświadczenia, o których mowa w ust. 4, o ile dane w nich zawarte uległy zmianie. „10a. W przypadku zmniejszenia mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 3 pkt 4 powodującej zmianę pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 77 ust. 5 właściwej dla tej instalacji w dniu złożenia deklaracji, o której mowa w ust.1, stosuje się dotychczasową stałą cenę zakupu, o której mowa w art. 70e.”;	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Projektodawca usunął art. 74 ust. 3a, 3b oraz 3c, a zamiast tego wprowadził art. 70b ust. 10a. Pełne uwzględnienie uwagi nie było jednak możliwe, ponieważ zakłada ona wprowadzenie sprzecznych przepisów. W ust. 10 zawarto bowiem normę, która wskazuje, że wytwórca nie może wprowadzić zmiany w deklaracji w zakresie mocy zainstalowanej, skutkującej zmianą kwalifikacji określonej zgodnie z art. 77 ust. 5. Tymczasem w ust. 10a uwagodawca taką zmianę dopuścił i odpowiednio dookreślił. Projektodawca zauważając problem umożliwienia zmiany łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji przy braku rozstrzygnięcia kwestii ceny referencyjnej zdecydował się jednak wprowadzić ust. 10a w brzmieniu nawiązującym do uwagi. Projektowany ust. 10a adresuje kwestię zmiany mocy w systemach FIT/FIP i wskazuje cenę referencyjną do zastosowania oraz moment, w którym ma nastąpić stosowanie nowej ceny.

			Uzasadnienie: Proponuje się usunięcie art. 74 ust. 3a, 3b oraz 3c, a zamiast tego wprowadzenie zmiany w art. 70b ust. 10 oraz wprowadzić do art. 70b ust. 10a. W pierwszej kolejności należy podkreślić, że w systemie aukcyjnym, w którym możliwe jest dokonanie aktualizacji oferty, nie jest dopuszczalne dokonanie takiej zmiany, która powodowałaby naruszenie pierwotnej kwalifikacji instalacji między innymi w zakresie obowiązujących cen referencyjnych (por. art. 79 ust. 9 ustawy o odnawialnych źródłach energii). Istnieje zatem pilna potrzeba uregulowania tej kwestii również w odniesieniu do systemów FIT/FIP. W art. 70b ust. 10 ustawodawca przewidział bowiem możliwość zmiany łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji, nie rozstrzygając jednocześnie kwestii ceny referencyjnej. Tym samym, konsekwentnie konieczne jest uregulowanie tego zagadnienia na wzór przepisów systemu aukcyjnego, z uwzględnieniem specyfiki instalacji biogazowych, w tym pozyskujących biogaz ze składowisk odpadów, dla których modyfikacja parametru mocy instalacji może wiązać się ze zmianą ilości biogazu dostępnego na składowisku odpadów.	
111.	Art. 1 pkt 59 projektu ustawy (Art. 74 ust. 7 pkt 4 ustawa OZE	URE	4) rozpoczęcie modernizacji instalacji, mającej na celu spełnienie jednego z warunków określonych w ust. 2 pkt 2, nastąpi po dniu zamknięcia sesji aukcji; Uzasadnienie: Proponuje się, aby stosownie do dotychczasowo używanych w ustawie terminów zwrot "po zamknięciu aukcji" zamienić na "po dniu zamknięcia aukcji"	**Uwaga przyjęta**

112.	Art. 1 pkt 59 lit. e projektu ustawy (Art. 74 ust. 6 pkt 2 ustawy OZE	Lewiatan	Proponuje się przywrócenie pierwotnej treści art. 74 ust. 6 pkt 2 ustawy o OZE Należy przywrócić możliwość modernizacji instalacji spalania wielopaliwowego, w wyniku której powstanie dedykowana instalacja spalania biomasy lub dedykowana instalacja spalania wielopaliwowego, co ma duże znaczenie w kontekście dekarbonizacji energetyki.	**Uwaga nieprzyjęta** Projektodawca zakłada możliwość konwersji jednostek wytwórczych niebędących jednostkami OZE na jednostki OZE oraz instalacji spalania wielopaliwowego na dedykowaną instalację spalania biomasy lub dedykowaną instalację spalania wielopaliwowego. Stosowne zmiany zostały wprowadzone do definicji modernizacji. W związku z tym przepis art. 74 ust. 6 stały się bezprzedmiotowe i mogą być uchylone.
113.	Art. 1 pkt 59 projektu ustawy (Art. 74 ust. 9 ustawa OZE	URE	W związku z treścią rozwiązań zawartych w projekcie należy zauważyć, że zakres delegacji ustawowej do wydania rozporządzenia jest zbyt wąski. Proponuje się uzupełnienie zakresu rozporządzenia o sposób rozliczenia kosztów dla jednostki akredytowanej z uwzględnieniem następujących kwestii: sposobu liczenia wartości tych kosztów ponoszonych w różnych okresach, określenia na jaki dzień jest liczona ich wartość, ewentualnego uwzględnienia wskaźnika waloryzacji, a także wskazanie czy koszty kwalifikowalne określone w rozporządzeniu będą aktualizowane co roku, lub wskaźnikiem inflacji, a jeśli tak to od którego momentu stosować zmienione wartości.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Projektodawca zdecydował się wprowadzić dodatkowe przepisy w art. 74 regulujące kwestie związane ze sposobem wyliczenia udziału poniesionych i dokumentowanych nakładów. W zakresie wartości kosztów w przeliczeniu na 1 MW mocy elektrycznej zainstalowanej dla różnych rodzajów instalacji OZE, określonych w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 74 ust. 9, projektodawca nie przewiduje ich aktualizowania inflacją, co nie wymaga dodatkowego przepisu. Wskazane w nim wartości będą obowiązywać do momentu utraty mocy zawierającego je rozporządzenia.
114.	Zmiana art. 75 ust. 5 pkt 1 ustawy OZE	URE	1) warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie do sieci przesyłowych lub dystrybucyjnych instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2 i 3 Uzasadnienie: Proponuje się również zmianę art. 75 ust. 5 pkt 1 ustawy OZE. Warunki przyłączenia lub umowa o przyłączenie powinna być zawsze dołączona do	**Uwaga przyjęta**

			wniosku - również w przypadku instalacji zmodernizowanej, której moc się nie zwiększa.	
115.	Zmiana art. 76 ust. 1 ustawy OZE	URE	Prezes URE wydaje zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji lub odmawia jego wydania, w terminie 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku o wydanie tego zaświadczenia. Uzasadnienie: Proponuje się zmianę treści art. 76 ust. 1 ustawy OZE na analogiczną do treści art. 46 ust. 2 ustawy OZE.	**Uwaga przyjęta**
116.	Art. 1 pkt 60 projektu ustawy (Art. 76 ust. 1a ustawa OZE	URE	1a. Wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji złożony bez dokumentów, o których mowa w art. 75 ust. 5 pkt 1 lub 2, lub złożony w terminie krótszym niż 14 dni przed dniem rozpoczęcia aukcji, której dotyczy, pozostawia się bez rozpoznania. Uzasadnienie: Proponuje się zmianę projektowanej treści art. 76 ust. 1a. Z dotychczasowego doświadczenia URE w zakresie dopuszczania podmiotów do udziału w aukcji, treść przepisu zawarta w projekcie ustawy , z bardzo wysokim prawdopodobieństwem doprowadzi do sytuacji, w której nastapi wpływ "pustych" wniosków złożonych przed ustawowym terminem. Należy podkreślić, że takie działania są nagminnie podejmowane przez wytwórców, którzy składają wnioski bez wymaganych dokumentów, uzupełniając je następnie w ostatniej chwili, na 1-2 dni przed lub nawet w dniu rozpoczęcia aukcji, co generuje również problemy w zakresie ustanawiania zabezpieczeń, w tym w szczególności weryfikacji gwarancji i księgowania wpłaconych kaucji w systemie IPA.Przed aukcjami	**Uwaga przyjęta** Uwaga zaadresowana w art. 75 ust. 5a oraz art. 76 ust. 3a.

			przeprowadzonymi w połowie 2021 r. od ogłoszenia w dniu 21.04.2021 do dnia 11.06.2021 (termin aukcji PV do 1 MW) do URE wpłynęły 994 wnioski i 701 uzupełnień wniosków złożonych wcześniej, z czego z w okresie 14 dni poprzedzających aukcję wpłynęło odpowiednio 237 wniosków i 463 uzupełnienia . Przed aukcjami przeprowadzonymi w grudniu 2021 r. (a należy zauważyć, że były to aukcje dodatkowe), tj. w okresie między 28.10.2021 r. (data ogłoszenia) a 7.12.2021 r. (termin aukcji PV do 1 MW) do URE wpłynęło 671 wniosków i 467 uzupełnień wniosków złożonych wcześniej, z czego w okresie 14 dni poprzedzających aukcję odpowiednio 188 wniosków oraz 300 uzupełnień. Należy również zauważyć, iż wiele z tych wniosków (choć każdy z nich wiąże się z podjęciem postępowania - weryfikacją, wezwaniem do uzupełnień, itp.) już po przeprowadzeniu aukcji, nie jest uzupełniana lub jest wycofywana. Takie działania wytwórców generują ogromne przeciążenie kilkuosobowego zespołu obsługującego wytwórców w zakresie prekwalifikacji i jednocześnie odpowiedzialnego za przygotowanie aukcji w systemie IPA i ich przeprowadzenie. Ponadto, rozpatrywanie tak dużej ilości wniosków w tak krótkim czasie znacząco zwiększa ryzyko popełnienia błędu. W celu zapobiegniecia powyższego, proponuje się taką modyfikację projektowanego przepisu, aby bez rozpoznania pozostawały także wnioski złożone bez istotnych dokumentów, tj. prawomocnego pozwolenia na budowę oraz warunków przyłączenia lub umowy	

			przyłączeniowej (pozostałe załączniki wytwórcy przygotowują we własnym zakresie).	
117.	Art. 1 pkt 61 projektu (Art. 77 ustawy OZE)	Lewiatan	Proponujemy dodanie brakujących przepisów skracających okres wsparcia w przypadku instalacji zmodernizowanych uczestniczących w systemie aukcyjnym, w przypadku których nakłady na modernizację tych instalacji wyniosły nie mniej niż 25% ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji. W związku z powyższym proponujemy dodanie w art. 77 po ust. 2 ustępu 2a w następującym brzmieniu: **„2a. Okres, w którym przysługuje obowiązek zakupu, o którym mowa w art. 92 ust. 1, oraz okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 92 ust. 5, w odniesieniu do energii wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a, przysługujące wytwórcom, którzy wygrali aukcję, wynosi:** **1) 5 lat, przy czym okres ten liczy się od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji nie mniejszych niż 25%, ale nie większych niż 33% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji,** **2) 6 lat, przy czym okres ten liczy się od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie**	**Uwaga przyjęta**

			większych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, **3) 7 lat, przy czym okres ten liczy się od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 40%, ale nie większych niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji** **– nie dłużej jednak niż do dnia 31 grudnia 2045 r.";** W nowelizacji ustawy zabrakło wskazania skróconych okresów wsparcia dla zmodernizowanych instalacji uczestniczących w systemie aukcyjnym, w przypadku których nakłady na modernizację tych instalacji wyniosły nie mniej niż 25% ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, pomimo, że art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a przewiduje możliwość przeprowadzenia takiej modernizacji dla uczestników aukcji. Zaproponowany zapis przewiduje w tym zakresie analogiczne skrócenie czasu wsparcia jak w systemie FIT/FIP.	
118.	Art. 1 pkt 61 projektu ustawy (Art. 77 ust. 5a ustawa OZE	URE	Projektowany przepis wskazuje 4 nowe kategorie cen dla instalacji zmodernizowanych a w przypadku instalacji o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a) - dodatkowe zmienne okresów wsparcia zależne od poniesionych kosztów. W obowiązującej aktualnie ustawie funkcjonują 24 ceny referencyjne - które nie były dotychczas różnicowane dla instalacji zmodernizowanych - w przypadku wprowadzenia projektowanego przepisu liczba cen ulegnie zwiększeniu o 4 nowe ceny dla	**Uwaga wyjaśniona** Projektowane przepisy w zakresie wsparcia dla instalacji zmodernizowanych nie wprowadzają nowego katalogu cen referencyjnych. Ceny referencyjne będą wspólne dla instalacji nowych i zmodernizowanych. Stała ceny zakupu oraz cena sprzedaży dla instalacji, które wygrały aukcje OZE, będą obliczone jako iloczyn ceny referencyjnej oraz udziału poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych

			każdego z 6 rodzajów instalacji wymienionych w projektowanym art.74 ust. 2 pkt 3 ustawy, co zwiększy liczbę cen do 48, a biorąc pod uwagę projektowanych 25 nowych cen referencyjnych operacyjnych, w efekcie wprowadzenia projektowanych regulacji w systemie aukcyjnym będzie obowiązywać łącznie aż 79 cen. W tym zakresie konieczne będzie przeprowadzenie zmian w platformie aukcyjnej polegających na dodaniu nowych kategorii cen operacyjnych, wprowadzeniu formuły identyfikowania instalacji zmodernizowanych o określonym udziale poniesionych kosztów, wprowadzenia reguły obliczania cen dla instalacji zmodernizowanych w zależności od udziału kosztów, wdrożeniu mechanizmu ustalenia okresu wsparcia od wielkości udziału kosztów poniesionych, a także dodaniu nowej kategorii oświadczenia na ofercie w aukcji dla instalacji zmodernizowanych w tym umożliwiającego podanie udziału kosztów inwestycyjnych - zmiany te będą wymagać wysokich nakładów pieniężnych, a następnie po wdrożeniu - przetestowania systemu. Biorąc pod uwagę, że obecnie obowiązująca ustawa nie zakłada korekty ceny dla instalacji zmodernizowanych i nie uzależnia okresu wsparcia od poziomu poniesionych kosztów, a rozbudowany system cen i okresów wsparcia poszczególnych instalacji istotnie wpłynie na kontrolowanie procesu rozliczania wytwórców , monitorowanie zabezpieczeń i sprawozdawczości aukcyjnej, proponuje się, aby projektodawca rozważył odejście od proponowanego rozwiązania. Natomiast proponuje się uwzględnienie dotychczasowego katalogu cen referencyjnych.	modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii. W przypadku instalacji uczestniczących w systemach FiT/FiP dla wsparcia będą miały zastosowanie również przepisy art. 70e ust. 1. Projektodawca nie widzi możliwości zastosowania tego samego poziomu wsparcia dla instalacji nowych oraz instalacji, które poniosły połowę kosztów referencyjnych przechodząc ograniczoną modernizację. Byłoby to rozwiązanie w nadmierny sposób faworyzujące istniejące instalacje i wiązałoby się potencjalnym nadwsparciem.

119.	Art. 1 pkt 61 lit. c projektu ustawy (Art. 77 ust. 5a ustawy OZE	Lewiatan	Proponujemy wprowadzenie odrębnych współczynników korygujących dla zmodernizowanych elektrowni wodnych w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 50%. W związku z powyższym proponujemy następujące brzmienie art. 77 ust. 5a ustawy o OZE: „5a. W przypadku instalacji, o których mowa w art. 72 ust. 1 pkt 3, stosuje się ceny referencyjne określone zgodnie z ust. 5, przy czym, w przypadku instalacji, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b: a) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW wykorzystujących hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej ceny te koryguje się o współczynnik w wysokości: 1) 0,78 – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 50%, ale nie większych niż 60% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji; 2) 0,84 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 60%, ale nie większych niż 70% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji; 3) 0,90 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 70%, ale nie większych niż 80% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji;	**Uwaga bezprzedmiotowa.** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. Dla uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych oraz potencjalnych sporów dotyczących kwalifikowalności kosztów, szczególnie istotnych w sytuacjach granicznych, pozwalających na kwalifikację instalacji do wyższego lub niższego współczynnika, projektodawca zdecydował się na liniowy współczynnik, rosnący proporcjonalnie do wysokości poniesionych kosztów.

			4) 0,95 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 80%, ale nie większych niż 90% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji; 5) 1,00 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 90%, kosztów b) innych niż wymienione w art. 77 ust. 5a lit. a ceny te koryguje się o współczynnik w wysokości: 1) 0,68 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 50%, ale nie większych niż 60% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji; 2) 0,76 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 60%, ale nie większych niż 70% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji; 3) 0,84 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 70%, ale nie większych niż 80% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji; 4) 0,92 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 80%, ale nie większych niż 90% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji; 5) 1,00 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 90%,	

			kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji.” Przy przyjętych, jednakowych dla wszystkich technologii i mocy zainstalowanej OZE, wskaźnikach redukcji ceny referencyjnej dla zmodernizowanych instalacji, inwestycje w modernizacje małych elektrowni wodnych nie będą miały sensu ekonomicznego. W przypadku instalacji hydroenergetycznych korekta ceny powinna być ustawiona na nieco innym poziomie, aby inwestycja w modernizację miała sens ekonomiczny. Dlatego zaproponowano odrębne współczynniki korekcyjne dla zmodernizowanych elektrowni wodnych w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 50%.	
120.	Art. 1 pkt 62 projektu ustawy (Art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a ustawa OZE)	URE	a) sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 42 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, która powstanie lub w odniesieniu do której rozpoczęcie modernizacji nastąpi po dniu zamknięcia sesji aukcji, o której mowa w art. 73 ust. 2, a w przypadku energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie: – energię promieniowania słonecznego - w terminie 33 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, – energię wiatru na lądzie - w terminie 33 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, Uzasadnienie:	**Uwaga przyjęta**

			Proponuje się ujednolicenie nazewnictwa poprzez wskazanie, że" rozpoczęcie modernizacji nastąpi po dniu zamknięcia sesji aukcji".	
121.	Dodanie art. 79 ust. 3 pkt 9 ppkt 2 ustawy OZE	URE	9) w przypadku wytwórców, o których mowa w art. 72 ust. 1, oświadczenie o następującej treści: "Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. - Kodeks karny oświadczam, że: 1) (...); 1a) dochowany zostanie wymóg udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznej masie biomasy określony w art. 60a ust. 2 lub w przepisach wydanych na podstawie art. 60a ust. 3 ustawy wymienionej w pkt 1 lit. e - w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 60a ust. 2; 2) wartość pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 39 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, obliczona zgodnie z art. 39 ust. 3 i 4 tej ustawy, wynosi ... złotych. Cena skorygowana obliczona zgodnie z art. 39 ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wynosi ... złotych za 1 MWh. (...) 4) na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zwrotu pomocy publicznej, wynikający z decyzji Komisji Europejskiej uznającej taką pomoc za niezgodną z prawem oraz z rynkiem wewnętrznym"; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń" Uzasadnienie: Proponuje się uzupełnenie treść oświadczenia dotyczące wymogu udziału biomasy analogicznie	**Uwaga częściowo przyjęta** **Uwaga przyjęta** w zakresie dodania ppkt 1a. Pouczenie o odpowiedzialności karnej nie jest przypisane do ppkt 2, ale stanowi częścią wspólną i odnosi się do całości oświadczenia zawartego w pkt 9.

			do treści oświadczenia z art. 75 ust. 4 pkt 4 ppkt 2 oraz art. 71 ust. 3 pkt 2 oraz przeniesienie pouczenia o odpowiedzialności karnej z ppkt 2 do ppkt 4.	
122.	Art. 1 pkt 62 projektu ustawy (Art. 79 ust. 8 pkt 1a ustawa OZE)	URE	Użyte w projektowanej treści punktu pojęcie ceny skorygowanej jest wykorzystane w art. 39 i 39a i może być mylące dla wytwórców.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.
123.	Zmiana art. 79a ust. 2 pkt 5 ustawy OZE	URE	5) zaktualizowany harmonogram rzeczowo-finansowy, o którym mowa w art. 75 ust. 5 pkt 6 Uzasadnienie: Proponuje się dodanie do projektu ustawy przepisu zmieniającego art. 79a ust.2 pkt 5 w zakresie odwołania do harmonogramu rzeczowo-finansowego. Obecnie przepis ten odwołuje się błędnie do art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. e.	**Uwaga przyjęta**
124.	Zmiana art. 81 ust. 4 ustawy OZE	URE	4. Kaucja lub gwarancja, o których mowa w art. 78 ust. 3, podlega zwrotowi w terminie: 1) 60 dni od dnia wypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8; 2) 30 dni od dnia rozstrzygnięcia aukcji - w przypadku wytwórcy, którego oferta nie wygrała aukcji. Uzasadnienie: Proponuje się dodanie do projektu ustawy przepisu zmieniającego art. 81 ust. 4. Przepis ten w dotychczasowym brzmieniu nie uwzględnia gwarancji bankowej. Ponadto skala uczestników aukcji (w zależności od sesji nawet ponad 1000) i w konsekwencji liczba ofert przegranych (rzędu kilkuset) uzasadnia potrzebę wydłużenia terminu	**Uwaga przyjęta**

			zwrotu zabezpieczeń, które powinny być zwracane w terminie liczonym od daty rozstrzygnięcia aukcji.	
125.	Zmiana art. 81 ust. 4a ustawy OZE	URE	4a. W przypadku niewypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, z uwzględnieniem przedłużenia terminu, o którym mowa w art. 79a ust. 1, kaucja, o której mowa w art. 78 ust. 3 i 4, podlega przepadkowi na rzecz Prezesa URE lub Prezes URE realizuje gwarancję bankową, o której mowa w art. 78 ust. 3 i 4. Uzasadnienie: Proponuje się dodanie do projektu ustawy przepisu zmieniającego art. 81 ust. 4a uwzględniającego gwarancję bankową.	**Uwaga przyjęta**
126.	Zmiana art. 81 ust. 5 ustawy OZE	URE	5. Prezes URE niezwłocznie po rozstrzygnięciu aukcji informuje o jej wynikach wytwórców, których oferty wygrały aukcję. Uzasadnienie: Proponuje się dodanie do projektu ustawy przepisu zmieniającego art. 81 ust. 5, którego zmiana polegałaby na powiązaniu terminu publikacji wyników aukcji z dniem rozstrzygnięcia aukcji - a nie zamknięcia sesji aukcji.	**Uwaga przyjęta**
127.	Zmiana art. 81 ust. 6 ustawy OZE	URE	6. Prezes URE przekazuje ministrowi właściwemu do spraw klimatu informację, w postaci elektronicznej, o wyniku aukcji albo o jej unieważnieniu, w terminie 5 dni roboczych od dnia rozstrzygnięcia aukcji. Uzasadnienie: Proponuje się dodanie do projektu ustawy przepisu zmieniającego art. 81 ust. 6, , którego zmiana polegałaby na powiązaniu terminu przekazania	**Uwaga przyjęta** Jednocześnie, uwaga odnosi się do art. 81 ust. 7, a nie jak wskazano art. 81 ust. 6.

			ministrowi właściwemu do spraw klimatu wyników aukcji od dnia rozstrzygnięcia aukcji - a nie zamknięcia sesji aukcji.	
128.	Dodanie Art. 81 ust. 10b Ustawy OZE	Lewiatan	Proponuje się umożliwienie Urzędowi Regulacji Energetyki odstąpienie od „karania" inwestora OZE wykluczeniem z systemu wsparcia: Aukcje / Taryfa FIP/TIT, jeśli opóźnienie w pierwszej sprzedaży rozliczanej w ramach systemu wsparcia wynikało niedotrzymania przez OSD lub OSP terminów wynikających z zawartych umów przyłączeniowych. W związku z powyższym proponuje się dodanie w art. 81 ustawy o OZE ust. 10b w brzmieniu: „10b. W przypadku, gdy umowa o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii nie została lub nie zostanie zrealizowana w terminie określonym w tej umowie w zakresie odpowiedzialności Operatora Systemu Dystrybucyjnego lub Przesyłowego, to termin wynikający odpowiednio z art.70b ust.4 pkt.1 lit.d, art. 70ba ust. 1, art.79 ust.3 pkt.8 lit.a albo art. 79a ust. 1 ulega wydłużeniu co najmniej o czas uwzględniający termin realizacji obowiązków przez Operatora, o których informuje wytwórca Urząd Regulacji Energetyki."	**Uwaga nieprzyjęta** Proponowane rozwiązanie stanowiłoby dodatkowe poluzowanie warunków wejścia do systemów wsparcia. Należy bowiem zaznaczyć, że wydłużenie terminu na rozpoczęcie sprzedaży energii w systemach FIT/FIP oraz aukcyjnym pierwotnie zawierał już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Ostatecznie przedmiotowe przepisy zostały przeniesione do ustawy o szczególnej ochronie odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu. W świetle trwającego na Ukrainie konfliktu zbrojnego dodatkowemu nasileniu uległy występujące już opóźnienia w realizacji inwestycji OZE związane m.in. z zaburzeniem łańcuchów dostaw. Ponadto pojawiły się problemy logistyczne spowodowane odpływem siły roboczej na placach budów instalacji OZE, których znaczną część stanowili pracownicy z Ukrainy oraz kierunku wschodniego. Zawirowania na światowych rynkach rozpoczęte epidemią COVID-19, a pogłębione przez wojnę na Ukrainie uzasadniają dodatkowe wydłużenie terminu spełnienia zobowiązania do wprowadzenia energii elektrycznej do sieci lub jej sprzedaży oraz wieku

			Jeżeli Operator Systemu Dystrybucyjnego lub Przesyłowego nie zdąży przyłączyć do sieci energetycznej instalacji OZE, która wygrała aukcję w terminie określonym w umowie przyłączeniowej z powodu opóźnień będących po stronie OSD, obecnie jedynym podmiotem będącym obciążonym skutkiem takiego stanu rzeczy jest instalacja OZE przez decyzję Urzędu Regulacji Energetyki poprzez wykluczenie wykluczeniem z systemu wsparcia: (Aukcje / Taryfa FIP/TIT) np. na 3 lata jako skutek określony w Ustawie OZE art. 83 ust. 3c). Operatorzy mają obowiązki realizacji podpisanych umów przyłączeniowych, a w przypadku przesunięcia się momentu realizacji obowiązków przez OSD/OSP to inwestor powinien nie ponosić konsekwencji nie mając winy w tym. Zmiana wprowadza symetrie w traktowaniu uczestników procesu inwestycyjnego i procesów oceny systemu wsparcia (np. aukcje).	urządzeń wchodzących w skład instalacji OZE z maksymalnie 12 do maksymalnie łącznie 18 miesięcy.
129.	Dodanie art. 82 ust. 1a ustawa OZE	Lewiatan	Proponujemy, aby w systemie aukcyjnym wytwórcom w instalacjach o mocy poniżej 500 kW dodać opcję wyboru sprzedaży energii albo sprzedawcy zobowiązanemu albo dowolnemu podmiotowi. <u>W związku z powyższym proponujemy następujące brzmienie art. 82 ust. 1 ustawy o OZE:</u> W art. 82 przed ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu: **„1a. Wytwórca energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, o którym mowa w art. 72, którego oferta wygrała**	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu aukcyjnego będą mogli sprzedawać energię elektryczną do wybranego sprzedawcy, a nie jak dotąd wyłącznie do sprzedawcy zobowiązanego. Przedmiotowe przepisy zostały zaadresowane w: - art. 79 ust. 3 pkt 4, ust. 10, 11, 11a i 12, - art. 82 ust. 1a, - art. 83 ust. 1a, - art. 92 ust. 1a, 5, 9 i 11, - art. 93 ust. 2, 9 i 12 oraz - art. 94 ust. 1.

			aukcję może dokonywać sprzedaży energii elektrycznej w drodze aukcji: **1) sprzedawcy zobowiązanemu, albo** **2) wybranemu podmiotowi.** Wprowadzenie do wyliczenia w ust. 1 otrzymuje brzmienie: 1. **W przypadku wyboru formy sprzedaży, o której mowa w ust. 1a pkt 1** wytwórca energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, o którym mowa w art. 72 ust. 1 pkt 1, w terminie miesiąca, a w przypadku, o którym mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2 i 3, w terminie 6 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, zawiera z właściwym sprzedawcą zobowiązanym umowę sprzedaży, która zawiera w szczególności: (…)" Możliwość dokonywania przez wytwórcę w instalacji o mocy do 500 kW wyboru sprzedaży albo do sprzedawcy zobowiązanego albo do dowolnego podmiotu (w tym drugim przypadku wraz z prawem do rozliczania ujemnego salda) jest analogiczna do rozwiązań w systemie FIT/FIP i w tamtym systemie dobrze się sprawdza. Jest korzystna dla wytwórców, którzy mają możliwość zdobywania doświadczeń poprzez uczestniczenie w konkurencyjnym rynku sprzedaży energii.	
130.	Zmiana art. 82 ust. 1a ustawa OZE	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW)	**Propozycja:** Proponujemy, aby w systemie aukcyjnym wytwórcom w instalacjach o mocy poniżej 500 kW dodać opcję wyboru sprzedaży energii albo sprzedawcy zobowiązanemu albo dowolnemu podmiotowi. Propozycja zmiany przepisu art. 82 ust. 1:	**Uwaga kierunkowo przyjęta.** Wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu aukcyjnego będą mogli sprzedawać energię elektryczną do

			W art. 82: a) przed ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu: „1a. Wytwórca energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, o którym mowa w art. 72, którego oferta wygrała aukcję może dokonywać sprzedaży energii elektrycznej w drodze aukcji: 1) sprzedawcy zobowiązanemu, albo 2) wybranemu podmiotowi. b) wprowadzenie do wyliczenia w ust. 1 otrzymuje brzmienie: 1. W przypadku wyboru formy sprzedaży, o której mowa w ust. 1a pkt 1 wytwórca energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, o którym mowa w art. 72 ust. 1 pkt 1, w terminie miesiąca, a w przypadku, o którym mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2 i 3, w terminie 6 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, zawiera z właściwym sprzedawcą zobowiązanym umowę sprzedaży, która zawiera w szczególności:” **Uzasadnienie:** Możliwość dokonywania przez wytwórcę w instalacji o mocy do 500 kW wyboru sprzedaży albo do sprzedawcy zobowiązanego albo do dowolnego podmiotu (w tym drugim przypadku wraz z prawem do rozliczania ujemnego salda) jest analogiczna do rozwiązań w systemie FIT/FIP i w tamtym systemie dobrze się sprawdza. Jest	wybranego sprzedawcy, a nie jak dotąd wyłącznie do sprzedawcy zobowiązanego. Przedmiotowe przepisy zostały zaadresowane w: - art. 79 ust. 3 pkt 4, ust. 10, 11, 11a i 12, - art. 82 ust. 1a, - art. 83 ust. 1a, - art. 92 ust. 1a, 5, 9 i 11, - art. 93 ust. 2, 9 i 12 oraz - art. 94 ust. 1.

			korzystna dla wytwórców, którzy mają możliwość zdobywania doświadczeń poprzez uczestniczenie w konkurencyjnym rynku sprzedaży energii.	
131.	Zmiana art. 83 ust. 1 pkt 3 ustawy OZE	URE	W związku zaproponowanym brzmieniem art. 83 ust. 2 informacja byłaby przekazywana wyłącznie przez Zarządcę Rozliczeń S.A.. Proponuje się zatem usunąć obowiązek również konsekwentnie z art. 168 pkt 16	**Uwaga przyjęta** Treść art. 168 pkt 16 została zmodyfikowana poprzez usunięcie pkt 3 w odniesieniu do art. 83 ust. 1. Jednocześnie, w konsekwencji tej zmiany, uchylony został pkt 3 w art. 83 ust. 1.
132.	Zmiana art. 83 ust. 1 pkt 4-5 ustawy OZE	URE	Proponuje się dodanie przepisu przewidującego nałożenie kary pieniężnej za nieprzekazywanie oświadczenia i opinii jednostki akredytowanej w terminie, ewentualnie wydłużenie terminu do 90 dni na przekazanie tych dokumentów, z uwagi na konieczność uzyskania opinii podmiotu niezależnego od wytwórcy, dodatkowo oświadczenia i opinia powinny być przekazane także do Zarządcy Rozliczeń S.A. oraz sprzedawcy zobowiązanego. Należy zwrócić, uwagę że w ustawie nie wprowadzono przepisów które wskazywałby jak należy rozliczać wytwórcę i w jakim okresie będzie mu przysługiwało wsparcie w sytuacji braku potwierdzenia przez jednostkę akredytowaną wcześniej wskazanych założeń dotyczących modernizacji. Nie ma również przepisów wskazujących na to jak należy liczyć wartość ponoszonych na modernizacje kosztów jeśli są one rozłożone w czasie. Wprowadzenie weryfikacji tych oświadczeń w ramach kontroli, o której mowa w art. 84 w praktyce może oznaczać wieloletnie postępowania oraz przesunięcie w czasie momentu nienależnie uzyskanej pomocy publicznej.	**Uwaga częściowo przyjęta** W zakresie kary pieniężnej za nieprzekazywanie oświadczenia i opinii jednostki akredytowanej w terminie wprowadzono stosowne zmiany w art. 168. Wprowadzono również przepisy regulujące obliczanie wartości ponoszonych na modernizacje nakładów w art. 74 ust. 2b-2f. Projektodawca uwzględnił też uwagę w zakresie przekazywania oświadczenia i opinii Zarządcy Rozliczeń S.A oraz sprzedawcy zobowiązanego. Projektodawca odrzucił uwagę w zakresie usunięcia fakultatywnej kontroli oświadczeń i opinii uregulowanej projektowanym brzmieniem przepisu art. 84. Według projektodawcy możliwość takiej kontroli nie stoi w sprzeczności z zastosowaniem mechanizmu obliczania nienależnie wypłaconej pomocy publicznej zgodnie z art. 93a ustawy zmienianej. Projektodawca wprowadził zmiany w projekcie, które powodują, że wytwórca energii elektrycznej ze zmodernizowanej instalacji OZE uczestniczący w systemach FiP oraz aukcyjnym będzie otrzymywał

				wsparcie dopiero po przekazaniu opinii jednostki posiadającej akredytację PCA. W przypadku systemu FiT sprzedawca zobowiązany do momentu otrzymania opinii będzie kupował energię po cenie, o której mowa w art. 41 ust. 8. Stosowne zmiany zostały wprowadzone w art. 70c ust. 2a oraz art. 93 ust. 1 i ust. 2.
133.	Zmiana art. 83 ust. 2 ustawy OZE	URE	2. Rozliczenie obowiązku sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego przez wytwórcę, który wygrał aukcję, energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o której mowa w art. 72 ust. 1, w ilości określonej przez niego w ofercie, następuje po zakończeniu okresu każdych pełnych trzech lat kalendarzowych, w którym przysługiwało wsparcie, oraz po zakończeniu okresu wsparcia w oparciu o ilość energii elektrycznej sprzedanej w ramach systemu aukcyjnego określonej w sprawozdaniach miesięcznych składanych zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 oraz ust. 2 pkt 3. Informacja o ilości energii elektrycznej sprzedanej w ramach systemu aukcyjnego jest przekazywana przez operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106 Prezesowi URE w terminie do 30 kwietnia danego roku kalendarzowego za rok poprzedni. Uzasadnienie: Proponuje się dodanie do projektu ustawy przepisu zmieniającego art. 83 ust. 2 poprzez dodanie zdania drugiego. Uzupełnienie tego artykułu doprecyzowałoby, że informacja o ilości energii elektrycznej przekazywana jest przez Zarządcę Rozliczeń S.A. wraz ze wskazaniem terminu przekazania danych.	**Uwaga przyjęta** Uwaga zaadresowana w art. 94 ust. 1a.
134.	Art. 1	URE	Proponuje się uzupełnienie treści projektowanego pkt 11 o odniesienie do przepisów wykonawczych	**Uwaga przyjęta**

	pkt 63 projektu ustawy (Art. 83 ust. 3b pkt 11 ustawa OZE)		wydawanych na podstawie projektowanego art. 62 (sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu lub biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu na ilość energii)	
135.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83b – 83l ustawa OZE)	URE	W projekcie ustawy brak jest przepisów dotyczących kumulacji pomocy publicznej oraz ustanowienia zabezpieczenia. W związku z powyższym istotne byłoby wyjaśnienie w uzasadnieniu projektu ustawy czy powyższe stanowi intencję projektodawcy. Wątpliwości co do treści przepisów dotyczą również tego czy intencją projektodawcy jest przeprowadzania aukcji na wsparcie operacyjne co roku. Należy wskazać, że zgodnie z brzmieniem motywu 128 Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020 (2014/C 200/01) w przypadku gdy nie przeprowadza się procedury przetargowej zgodnej z zasadami konkurencji, zastosowanie mają warunki wymienione w pkt (124) i (125) oraz warunki dotyczące pomocy operacyjnej na energię ze źródeł odnawialnych inną niż energia elektryczna, jak określono w pkt (131). Motyw 131 przewiduje zaś konieczność badania przynajmniej raz w roku kosztów produkcji. Tym samym biorąc pod uwagę fakt, że wsparcie, o którym mowa w art. 83b-83l ma być udzielane w drodze procedury przetargowej proponuje się rozważenie wydłużenia okresu wsparcia dla zwycięskiej oferty na wsparcie operacyjne, z możliwością skrócenia tego okresu, ale bez możliwości powrotu, analogicznie do propozycji przedstawionej do projektowanych przepisów projektowanych przepisów 70g-70j.	**Uwaga wyjaśniona** Wysokość wsparcia operacyjnego nie jest kalkulowana z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych, dlatego nie zaistnieje sytuacja podwójnego finansowania tych samych kosztów z różnych instrumentów. Odnośnie drugiej części uwagi zauważyć, że intencją projektodawcy było przeprowadzanie aukcji na wsparcie operacyjne co roku. Wynika to z konieczności corocznej analizy kosztów Zgodnie z motywem 122 obowiązujących Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r. (C/2022/481). W przypadku gdy pomoc jest wymagana przede wszystkim do pokrycia kosztów krótkoterminowych, które mogą być zmienne, takich jak koszty paliwa z biomasy lub koszty energii elektrycznej, i jest wypłacana przez ponad rok, państwa członkowskie powinny potwierdzić, że koszty produkcji, na których opiera się kwota pomocy, będą monitorowane, a kwota pomocy będzie aktualizowana co najmniej raz w roku. Projektodawca odrzucił wariant alternatywny, w którym wytwórca pozostawałby w systemie do końca roku, w którym wydano rozporządzenie z nową ceną referencyjną, gdyż spowodowałoby to dodatkową komplikację systemu zarówno dla organów, jak i wytwórców. Ci ostatni bowiem nie mieliby żadnej pewności, ile potrwa wsparcie i pozostawaliby w niepewności, co do kolejnego roku aż do momentu

				upływu ustawowego terminu na wydanie kolejnego rozporządzenia.
136.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83b ust. 1 ustawa OZE)	URE	W przepisie zawarto błędne odwołanie do art. 70f ust. 4 jak również do art. 48 ust. 3, który projekt ustawy uchyla.	**Uwaga przyjęta**
137.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83b ust. 3 ustawa OZE)	URE	3. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o którym mowa w ust. 1, może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne: 1) w roku, w którym Prezes URE wydał potwierdzenie przyjęcia deklaracji, o którym mowa w art. 71 ust. 4 przyjęcia deklaracji, o której mowa w ust. 2 w pkt 1, oraz 2) corocznie, przez okres 9 lat od zdarzenia, o którym mowa w pkt 1, jeżeli złoży oświadczenie, o którym mowa w ust. 2 pkt 2, na co najmniej 14 dni przed terminem sesji aukcji do której planuje przystąpić. Uzasadnienia: Proponuje się zmianę projektowanego art. 83b ust. 3 wynikającej z założenia, że wytwórca powinien przystąpić do aukcji w roku, w którym Prezes URE wyda potwierdzenie przyjęcia deklaracji. Treść art. 83b ust. 3 zawarta w projekcie ustawy nie przewiduje sytuacji, w której wytwórca złoży deklarację w grudniu danego roku, a potwierdzenie jej przyjęcia zostanie wydane w następnym roku. Należy też uwzględnić przypadki deklaracji składanych pod koniec, a zwrotne potwierdzenie odbioru przez wytwórcę wysłanego potwierdzenia przyjęcia deklaracji wpłynie do URE w następnym	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Wprowadzono następujące brzmienie art. 83b ust. 3 pkt 1-2: 1) w roku, w którym Prezes URE wydał potwierdzenie przyjęcia deklaracji, o którym mowa w art. 71 ust. 4, oraz 2) przez okres kolejnych 9 lat od daty zdarzenia, o którym mowa w pkt 1, pod warunkiem złożenia oświadczenia, o którym mowa w ust. 2 pkt 2.

			roku (nierzadką sytuacją jest zagubienie przesyłek pocztowych czy też ich nie odbieranie przez adresata). Dodatkowo, zaproponowano doprecyzowanie pkt 2, aby z brzmienia przepisu wynikało wprost, iż oświadczenie może zostać złożone corocznie.	
138.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83b ust. 4 ustawa OZE)	URE	4. Do deklaracji o przystąpieniu do aukcji na wsparcie operacyjne stosuje się przepisy art. 71 ust. 2a -4 i 6. Uzasadnienie: Proponuje się usunięcie z projektu przepisu odwołań do art. 71 ust. 5 oraz art. 76 ust. 2 i 3. Z racji tego, że wsparcie operacyjne dotyczyć ma instalacji OZE, co do których upłynął okres wsparcia brak jest przesłanek do przekazywania informacji, o której mowa w art. 71 ust. 5. Natomiast art. 76 ust. 2 i 3 dotyczy odmowy wydania zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji. Należy zauważyć, że: - art. 71 ust. 5 nie będzie miał zastosowania w przypadku pomocy operacyjnej; - zgodnie z art. 71 ust. 4 " Prezes URE potwierdza przyjęcie deklaracji o przystąpieniu do aukcji w terminie 30 dni od dnia jej otrzymania albo, jeśli nie zostały spełnione wymagania określone w ust. 1-3, zwraca ją wytwórcy w przypadku deklaracji w systemie aukcyjnym" - art. 76 ust 2 i 3 nie będą miały zastosowania.	**Uwaga przyjęta**
139.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83c ust. 1 ustawa OZE)	URE	Proponuje się doprecyzowanie art. 83c ust. 1 tak aby deklaracja, o której mowa w art. 83b ust. 2 pkt 1 ,a także oświadczenia, o których mowa w art. 83b ust. 2 pkt 2 były składane w terminie umożliwiającym ich weryfikację i przystąpienie do aukcji.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Odnośnie pierwszej części uwagi wprowadzono termin 14 dni przed terminem sesji aukcji w art. 83b ust. 2.

			Ponadto, proponuje się określenie maksymalnego terminu złożenia oświadczenia z uwagi na przepisy dotyczące maksymalnego okresu udzielania pomocy publicznej (10 lat) - przy założeniu, że pierwsze aukcje na wsparcie operacyjne zostaną przeprowadzone w 2023 r. Zgodnie z brzmieniem motywu 169 Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020 (2014/C 200/01) Komisja będzie zatwierdzać programy pomocy na okres nie dłuższy niż 10 lat, a po upływie tego okresu państwo członkowskie może ponownie zgłosić środek, jeśli dokona ponownej oceny jego adekwatności. Tym samym celowe jest wprowadzenie granicznego terminu, do którego Prezes URE będzie uprawniony do przeprowadzania aukcji na wsparcie operacyjne. W systemach wsparcia, o których mowa w art 70g-70j taki termin graniczny został określony. Proponuje się także uzupełnienie art. 92 ust. 5 ustawy o odnawialnych źródłach energii o analogiczne regulacje dotyczące nowozaprojektowanego wsparcia operacyjnego, gdyż przepis ten określa obecnie graniczne terminy dla udzielania wsparcia w systemie aukcyjnym oraz w systemach FIT/FIP dla instalacji o mocy powyżej 500 kW.	Drugą część uwagi przyjęto przez wprowadzenie odpowiednich zmian zawierających terminy przeprowadzania aukcji na wsparcie operacyjne w art. 83d ust. 1. Projektodawca nie zdecydował się na wprowadzenie sugerowanych zmian do brzmienia art. 92 ust. 5 ze względu na konsekwentne rozdzielenia dotychczasowych systemów wsparcia od systemu wsparcia operacyjnego.
140.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83d ust. 3 ustawa OZE)	URE	Potwierdzenie spełnienia warunków określonych w pkt 1 i 2 tego ustępu powinno być zastrzeżone w przepisie w formie oświadczenia wytwórcy składnego pod rygorem odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 23 par. 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. - Kodeks Karny. Oświadczenie takie powinno być składane w ramach deklaracji.	**Uwaga wyjaśniona** Oświadczenie co do spełnienia warunków określonych w art. 83d ust. 3 pkt 1 i 2 pod rygorem odpowiedzialności karnej wytwórca składa wraz z deklaracją o przystąpieniu do aukcji na wsparcie operacyjne zgodnie z brzmieniem art. 83h ust. 3 pkt 7.

141.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83d ust. 6 ustawa OZE)	URE	6. Prezes URE przeprowadza aukcje na wsparcie operacyjne uwzględniając podział określony w ust. 5, dla ilości i wartości energii, określonych w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 83c ust. 2, biorąc pod uwagę cel w zakresie odnawialnych źródeł energii i istniejący potencjał w zakresie krajowych zasobów energii zgłoszony w deklaracjach o przystąpieniu do aukcji na wsparcie operacyjne oraz objęty wydanymi potwierdzeniami, o których mowa w art. 71 ust. 4 Uzasadnienie: W projektowanym przepisie odwołano się ogólnie do wydanych zaświadczeń dla wytwórców. Proponuje się dokonanie korekty projektowanego art. 83d ust. 6, poprzez doprecyzowanie, że chodzi o deklaracje i ich potwierdzenia złożone w ramach wsparcia operacyjnego.	**Uwaga przyjęta**
142.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83e ust. 2 ustawa OZE)	URE	Proponuje się określenie maksymalnego terminu złożenia oświadczenia z uwagi na przepisy dotyczące maksymalnego okresu udzielania pomocy publicznej (10 lat). Zgodnie z brzmieniem motywu 169 Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020 (2014/C 200/01) Komisja będzie zatwierdzać programy pomocy na okres nie dłuższy niż 10 lat, a po upływie tego okresu państwo członkowskie może ponownie zgłosić środek, jeśli dokona ponownej oceny jego adekwatności. Tym samym celowe jest wprowadzenie granicznego terminu, do upływu którego Prezes URE będzie uprawniony do przeprowadzania aukcji na wsparcie operacyjne. W systemach wsparcia, o których mowa w art 70g-70j takie termin graniczny został określony. Proponuje	**Uwaga przyjęta** Maksymalny termin złożenia oświadczenia został wskazany w art. 83c ust. 1 pkt 2 (31 grudnia 2033 r.). Maksymalny termin przysługiwania wsparcia dla wytwórcy, który wygrał aukcję na wsparcie operacyjne został wskazany w art. 83e ust. 1 (31 grudnia 2034 r.).

			się także uzupełnienie art. 92 ust. 5 ustawy o odnawialnych źródłach energii o analogiczne regulacje dotyczące nowozaprojektowanego wsparcia operacyjnego, gdyż przepis ten określa obecnie graniczne terminy dla udzielania wsparcia w systemie aukcyjnym oraz w systemach FIT/FIP dla instalacji o mocy powyżej 500 kW.	
143.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83e ust. 2 ustawa OZE)	URE	Wyjaśnienie uwagi do art. 83e ust. 2 - patrz: uwaga do art. 1 pkt 65 projekt ustawy w zakresie art. 83e ust. 1 ustawy OZE.	**Uwaga przyjęta** Maksymalny termin złożenia oświadczenia został wskazany w art. 83c ust. 1 pkt 2 (31 grudnia 2033 r.). Maksymalny termin przysługiwania wsparcia dla wytwórcy, który wygrał aukcję na wsparcie operacyjne został wskazany w art. 83e ust. 1 (31 grudnia 2034 r.).
144.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83e ust. 3 ustawa OZE)	URE	W przypadku niewypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 83h ust. 3 pkt 5, przepisu ust. 1 nie stosuje się w całym okresie o który mowa w ust. 2 Uzasadnienie: Proponuje się doprecyzowanie art. 83e ust. 3. Wprowadzenie odwołania do całego okresu, o którym mowa w art. 83e ust. 2 przesądzi, że w przypadku braku rozpoczęcia sprzedaży w terminie 1 stycznia danego roku, wsparcie nie będzie przysługiwać przez cały rok.	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Projektodawca wprowadził proponowane zmiany do art. 83e ust. 3, jednocześnie dając wytwórcy 30 dni na rozpoczęcie wytwarzania i sprzedaży energii po pierwszym dniu roku przypadającego po zamknięciu sesji aukcji przez stosowną zmianę brzmienia art. 83h ust. 3 pkt 5.
145.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83f ustawa OZE)	URE	Rozliczenie obowiązku sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego na wsparcie operacyjne przez wytwórcę, który wygrał aukcję na wsparcie operacyjne, energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 83d ust. 5, w ilości określonej przez niego w ofercie, następuje po zakończeniu roku kalendarzowego w którym przysługiwało wsparcie,	**Uwaga kierunkowo przyjęta** Stosowne zmiany wprowadzono w art. 94 ust. 1a.

			w oparciu o ilość energii elektrycznej sprzedanej w ramach systemu aukcyjnego określonej w sprawozdaniach miesięcznych składanych zgodnie z art. 93 ust. 2 pkt 3. Informacja o ilości energii elektrycznej sprzedanej w ramach systemu aukcyjnego jest przekazywana przez operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106 Prezesowi URE w terminie do 30 kwietnia danego roku kalendarzowego za rok poprzedni. Uzasadnienie: Proponuje się dodanie do projektu ustawy przepisu zmieniającego art. 83f poprzez dodanie zdania drugiego. Uzupełnienie tego artykułu doprecyzowałoby, że informacja o ilości energii elektrycznej przekazywana jest przez Zarządcę Rozliczeń S.A. wraz ze wskazaniem terminu przekazania danych.	
146.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (art. 83g ust. 4 pkt 21, art. 83h ust. 3 pkt 6 pkt 1 lit a tiret trzecie litera b i d, oraz w art. 83k ustawy o OZE)	Lewiatan	W art. 83g ust. 4 pkt 21, oraz w art. 83h ust. 3 pkt 6 pkt 1 lit a tiret trzecie litera b i d oświadczenia, oraz w art. 83k należy uzupełnić treść tych przepisów o technologię „instalacji spalania wielopaliwowego”. W polskim systemie wciąż funkcjonują instalacje spalania wielopaliwowego, które generują relatywnie duże ilości energii elektrycznej z OZE, cechującej się bardzo dużą stabilnością produkcji, a także ciepła z OZE w kogeneracji, które jest bardzo pożądane w celu spełnienia obowiązku zwiększania udziału ciepła z OZE w systemach ciepłowniczych. Postulujemy dopuszczenie do udziału w aukcjach na wsparcie operacyjne tego typu instalacji. Część ISW, które zakończyły już swój 15 letni okres wsparcia i obecnie nie spalają biomasy mogłoby przywrócić jej spalanie zapewniając dodatkową	**Uwaga nieprzyjęta** Podejście projektodawcy do instalacji spalania wielopaliwowego pozostaje stałe i zasadza się skierowaniu wsparcia do instalacji wykorzystujących biomasę w znaczącym stopniu, a więc dedykowanych instalacjach spalania biomasy, układach hybrydowych dedykowanych instalacjach spalania wielopaliwowego. Ma to doprowadzić do jak najwyższych poziomów produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Instalacje spalania wielopaliwowego mogą przejść modernizację oraz po konwersji na dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, czy dedykowane instalacje spalania biomasy uzyskać prawo do wsparcia dla instalacji zmodernizowanych.

			ilość energii elektrycznej i ciepła z OZE bez ponoszenia nakładów inwestycyjnych. Należy zauważyć, że po wejściu w życie nowelizacji ustawy o OZE, procedowanej przy okazji nowelizacji ustawy o biokomponentach, nie będzie możliwości spalania w ISW niezrównoważonej biomasy. Nie występuje także ryzyko otrzymania nadwsparcia przez przedsiębiorstwa eksploatujące ISW ponieważ są to instalacje zamortyzowane, a aukcje na wsparcie operacyjne mają z założenia pokrywać wyłącznie różnicę w kosztach zakupu biomasy droższej od paliw kopalnych, a aukcje będą organizowane co roku po wykonaniu przez ministerstwo analizy kosztów ich funkcjonowania.	
147.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83h ust. 3 pkt 6 ppkt 1 lit. a tiret pierwsze ustawa OZE)	URE	Proponuje się nadanie projektowanemu art.83h ust. 3 pkt 6 ppkt 1 lit. a tiret brzmienia: " - drewno inne niż drewno energetyczne oraz zboża pełnowartościowe w przypadku"	**Uwaga przyjęta**
148.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (art. 83h ust. 3 pkt 6 pkt 2 ustawa OZE)	URE	Proponuje się uzupełnienie oświadczenia o warunek o treści: "2) dochowany zostanie wymóg udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznej masie biomasy określony w art. 60a ust. 2 lub w przepisach wydanych na podstawie art. 60a ust. 3 ustawy wymienionej w pkt 1 lit. e - w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 60a ust. 2"	**Uwaga przyjęta** Uzupełniono oświadczenia o warunek o zaproponowanej treści.
149.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (art. 83j ustawa OZE)	URE	Proponuje się usunięcie projektowanego art. 83j. W tych przypadkach wytwórca będzie zagrożony ryzykiem nałożenia kary administracyjnej z projektowanego art. 168 pkt 15 lit. b za brak sprzedaży energii elektrycznej w ilości poniżej 85	**Uwaga przyjęta**

			% wynikającej z oferty. Ponadto ograniczenie zawarte w art. 83j jest nieadekwatne do przewinienia. Jednocześnie zakaz może nie uprawomocnić się przed upływem 3-letniego terminu.	
150.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (Art. 83j ustawy OZE)	Lewiatan	Proponuje się usunięcie art. 83j w całości. Wydaje się, że wykluczenie na 3 lata istniejącej, zamortyzowanej, instalacji OZE z kręgu podmiotów mogących brać udział w aukcjach na wsparcie operacyjne jest sankcją mogącą doprowadzić do likwidacji takiej instalacji, w obliczu perspektywy prowadzenia jej eksploatacji ze stratą w okresie 3 lat, co stoi w jawnej sprzeczności z celem systemu wsparcia operacyjnego. Traktowanie tego typu aukcji w analogiczny sposób, jak aukcji OZE dla instalacji nowych lub zmodernizowanych, wydaje się być niewłaściwe i ze szkodą dla skuteczności tego systemu.	**Uwaga przyjęta**
151.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (art. 83l ustawa OZE)	URE	art. 83 l W zakresie nieuregulowanym w art. 83b¬ 83k do przeprowadzenia aukcji na wsparcie operacyjne art. 77a, art. 78, art. 80 ust. 1 3, art. 81 ust. 1 3, 5 i 7 8, art. 83 ~~ust. 1 pkt 2 4, ust. 2~~ i ust. 4 stosuje się odpowiednio.” Uzasadnienie: Z przygotowanego projektu nie wynika wprost obowiązek wniesienia zabezpieczenia w przypadku aukcji na wsparcie operacyjne. Z jednej strony zastosowanie mają przepisy art. 78, z drugiej strony, w art. 83l wyłącza się stosowanie art. 81 ust 4 i 4a. Biorąc pod uwagę krótki okres wsparcia (1 rok) zasadne wydaje się być odstąpienie od	**Uwaga częściowo przyjęta** Odstąpiono od zabezpieczeń i usunięto zbędne odwołania. W zakresie art. 83 uwzględniono art. 83 ust. 1 pkt 2, ust. 1a pkt 1, ust. 3b i 4. W opinii projektodawcy regulator powinien otrzymywać informację o dniu wytworzenia oraz wprowadzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii do sieci w ramach wsparcia operacyjnego (ust. 1 pkt 2 i powiązany z nim ust. 1a pkt 1) oraz dodano ust. 3b, ograniczający ryzyko wytwórcy związany z sytuacjami przez niego niezawinionymi.

			wnoszenia zabezpieczeń. Ponadto proponuje się usunięcie zbędnych odwołań zawartych w przepisie.	
152.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy (art. 84 ustawa OZE)	URE	„art. 84. 1. Prezes URE ma prawo do przeprowadzenia kontroli zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń, o których mowa w art. 39 ust. 7 i 9, art. 39a ust. 7 i 9, art. 70b ust. 3 pkt 6, ~~ust. 11a i ust. 16 pkt 6~~, art. 71 ust. 3, art. 72a ust. 2, art. 75 ust. 4 pkt 4, art. 79 ust. 3 pkt 2, 3, 5–7 i 9, art. ~~83 ust. 1 pkt 4 i 5~~ oraz art. 83h ust. 3 pkt 6, oraz prawidłowości ceny skorygowanej, o której mowa w art. 39 ust. 5 i 7 oraz art. 39a ust. 5 i 7.”; Uzasadnienie: Proponuje się usunięcie z art. 84 możliwości kontroli informacji i oświadczeń, o których mowa w art. 70b ust. 11a i ust. 16 pkt 16 oraz art. 83 ust. 4 i 5. Należy zauważyć, że kontrole są obszarem niezwykle czasochłonnym co przemawia za przedstawioną propozycją. Poddaję pod rozwagę wprowadzenia regulacji, zgodnie z którą opinie i informacje będą przekazywane do Zarządcy Rozliczeń S.A.Przepis taki mógłby upoważniać ten podmiot do zmiany ceny i okresu wsparcia dla jednostek zmodernizowanych, w przypadku, gdy opinia nie będzie zgodna z założniami modernizacji i oświadczeniami przedsiębiorcy w tym zakresie. Rozwiązanie tego rodzaju z powodzeniem znajduje zastosowanie w aktualnym stanie prawnym w oparciu o art. 93a.	**Uwaga wyjaśniona** Należy zauważyć, że przepis daje możliwość kontroli przekazanych informacji i złożonych oświadczeń przez prezesa URE ze strony Prezesa URE. Kontrola jest fakultatywna, a dodawany zakres jest w dużej mierze tożsamy z istniejącymi systemami wsparcia.
153.	Art. 1 pkt 65 projektu ustawy	URE	„art. 87. Z przeprowadzonej kontroli sporządza się protokół zawierający ocenę zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń, o których mowa w art. 39 ust. 7 i 9, art.	**Uwaga wyjaśniona** Należy zauważyć, że przepis daje możliwość kontroli przekazanych informacji i złożonych oświadczeń przez

	(art. 87 ustawa OZE)		39a ust. 7 i 9, art. 70b ust. 3 pkt 6, art. 71 ust. 3, art. 72a ust. 2, art. 75 ust. 4 pkt 4, art. 79 ust. 3 pkt 2, 3, 5-7 i 9, ~~art. 83 ust. 1 pkt 4~~ oraz w art. 83h ust. 3 pkt 6, oraz prawidłowości ceny skorygowanej, o której mowa w art. 39 ust. 5 i 7 oraz art. 39a ust. 5 i 7. Termin do złożenia zastrzeżeń nie może być krótszy niż 7 dni od dnia doręczenia protokołu."; Uzasadnienie: Uzasadnienie propozycji zmiany art. 87 ustawy OZE - patrz: uwaga do art. 1 pkt 65 projekt ustawy w zakresie art. 84 ustawy OZE	prezesa URE ze strony Prezesa URE. Kontrola jest fakultatywna, a dodawany zakres jest w dużej mierze tożsamy z istniejącymi systemami wsparcia.
154.	Art. 1 pkt 68 projektu ustawy (art. 88 ustawa OZE)	URE	art. 88. 1. W przypadku stwierdzenia w wyniku kontroli niezgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń, o których mowa w art. 39 ust. 7 i 9, art. 39a ust. 7 i 9, art. 70b ust. 3 pkt 6, art. 71 ust. 3, art. 72a ust. 2, art. 75 ust. 4 pkt 4, art. 79 ust. 3 pkt 2, 3, 5–7 i 9, art. 83 ust. 1 pkt 4 oraz w art. 83h ust. 3 pkt 6, Prezes URE, w terminie 30 dni od dnia zakończenia kontroli, wydaje odpowiednio postanowienie o braku możliwości zakwalifikowania kwestionowanej ilości energii elektrycznej jako energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii lub decyzję o obowiązku zwrotu operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, pomocy uzyskanej w drodze aukcji, określając kwotę wsparcia wraz z odsetkami, która podlega zwrotowi do operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie miesiąca od dnia otrzymania decyzji. Uzasadnienie:	**Uwaga wyjaśniona** Należy zauważyć, że przepis daje możliwość kontroli przekazanych informacji i złożonych oświadczeń przez prezesa URE ze strony Prezesa URE. Kontrola jest fakultatywna, a dodawany zakres jest w dużej mierze tożsamy z istniejącymi systemami wsparcia.

			Uzasadnienie propozycji zmiany art. 88 ustawy OZE - patrz: uwaga do art.. 1 pkt 65 projekt ustawy w zakresie art. 84 ustawy OZE	
155.	Art. 1 pkt 70 projektu ustawy (art. 92 ustawa OZE)	URE	Proponuje się wprowadzenie maksymalnego okresu, dla jakiego przysługiwać może prawo do pokrycia ujemnego salda dla energii sprzedawanej w drodze aukcji na wsparcie operacyjne z uwagi na przepisy dotyczące maksymalnego okresu udzielania pomocy publicznej (10 lat). Ponadto, proponuje się, aby art. 92 ust. 5 i 6 określał do kiedy można wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5, a także do kiedy można przeprowadzić aukcje o których mowa w art. 83b-83l oraz do jakiego momentu w takich przypadkach przysługuje wypłata ujemnego salda.	**Uwaga kierunkowo przyjęta.** Projektodawca wprowadził odpowiednie zmian zawierających terminy przeprowadzania aukcji na wsparcie operacyjne w art. 83d ust. 1. Ostateczny termin, do którego zasadne jest wystąpienie o zaświadczenie został określony na 31 grudnia 2033 roku i jest wskazany w treści art. 70j ust. 2. Ostateczny termin, do którego przysługuje wypłata ujemnego salda został ujęty w art. 83e ust. 1 (31 grudnia 2034 roku). Projektodawca nie zdecydował się na wprowadzenie sugerowanych zmian do brzmienia art. 92 ust. 5 ze względu na konsekwentne rozdzielenia dotychczasowych systemów wsparcia od systemu wsparcia operacyjnego.
156.	Zmiana art. 92 Ustawa OZE	Lewiatan	Ciąg dalszy propozycji, aby w systemie aukcyjnym wytwórcom w instalacjach o mocy poniżej 500 kW dodać opcję wyboru sprzedaży energii albo sprzedawcy zobowiązanemu albo dowolnemu podmiotowi. <u>Propozycja brzmienia przepisu art. 92 ust. 5 i 11:</u> W art. 92: a) w ust. 5 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: 5. Wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej zgodnie z art. 73 ust. 2	**Uwaga kierunkowo przyjęta.** Wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu aukcyjnego będą mogli sprzedawać energię elektryczną do wybranego sprzedawcy, a nie jak dotąd wyłącznie do sprzedawcy zobowiązanego. Przedmiotowe przepisy zostały zaadresowane w: - art. 79 ust. 3 pkt 4, ust. 10, 11, 11a i 12, - art. 82 ust. 1a, - art. 83 ust. 1a, - art. 92 ust. 1a, 5, 9 i 11, - art. 93 ust. 2, 9 i 12 oraz

			w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, a także wytwórcy, o którym mowa w art. 70b ust. 9 pkt 2 **lub w art. 82 ust. 1a pkt 2**, który: b) ust. 11 otrzymuje brzmienie: 11. Ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii wprowadzonej do sieci, którą jest obowiązany: 1) zakupić sprzedawca zobowiązany, w przypadku wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, z wyjątkiem wytwórcy wymienionego w art. 70b ust. 9 pkt 2 **oraz w art. 82 ust. 1a pkt 2,** 2) rozliczyć z operatorem rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w przypadku wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW **lub w przypadku wytwórcy, o którym mowa w art. 82 ust. 1a pkt 2** lub w przypadku wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70b ust. 9 pkt 2 lub w art. 70g lub w art. 83b ust. 1**,** Możliwość dokonywania przez wytwórcę w instalacji o mocy do 500 kW wyboru sprzedaży albo do sprzedawcy zobowiązanego albo do dowolnego podmiotu (w tym drugim przypadku wraz z prawem do rozliczania ujemnego salda) jest analogiczna do rozwiązań w systemie FIT/FIP i w	- art. 94 ust. 1.

			tamtym systemie dobrze się sprawdza. Jest korzystna dla wytwórców, którzy mają możliwość zdobywania doświadczeń poprzez uczestniczenie w konkurencyjnym rynku sprzedaży energii.	
157.	Art. 1 pkt 71 projektu ustawy (Art. 93 ustawy OZE)	Lewiatan	Ciąg dalszy propozycji, aby w systemie aukcyjnym wytwórcom w instalacjach o mocy poniżej 500 kW dodać opcję wyboru sprzedaży energii albo sprzedawcy zobowiązanemu albo dowolnemu podmiotowi. W związku z powyższym proponuje się następujące brzmienie art. 93 ust. 2, 9 i 12 ustawy o OZE: W art. 93: a) w ust. 2 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „2. Wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW **oraz wytwórca, o którym mowa w art. 82 ust. 1a pkt 2**, w celu sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 77 ust. 3 oraz wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70a ust. 2, art. 70b ust. 9 pkt 2, art. 70g i art. 83b ust. 1, w celu sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie określonym odpowiednio w art. 70f, art. 70j ust. 3 i w roku, którego dotyczą przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 83g ust. 1, jest obowiązany do: b) w ust. 9 i w ust. 12 po wyrazach „lub art. 70b ust. 9 pkt 2” dodaje się wyrazy „lub art. 70g lub **art. 82 ust. 1a pkt 2** lub w art. 83b ust. 1”;	**Uwaga kierunkowo przyjęta.** Wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu aukcyjnego będą mogli sprzedawać energię elektryczną do wybranego sprzedawcy, a nie jak dotąd wyłącznie do sprzedawcy zobowiązanego. Przedmiotowe przepisy zostały zaadresowane w: - art. 79 ust. 3 pkt 4, ust. 10, 11, 11a i 12, - art. 82 ust. 1a, - art. 83 ust. 1a, - art. 92 ust. 1a, 5, 9 i 11, - art. 93 ust. 2, 9 i 12 oraz - art. 94 ust. 1.

			Możliwość dokonywania przez wytwórcę w instalacji o mocy do 500 kW wyboru sprzedaży albo do sprzedawcy zobowiązanego albo do dowolnego podmiotu (w tym drugim przypadku wraz z prawem do rozliczania ujemnego salda) jest analogiczna do rozwiązań w systemie FIT/FIP i w tamtym systemie dobrze się sprawdza. Jest korzystna dla wytwórców, którzy mają możliwość zdobywania doświadczeń poprzez uczestniczenie w konkurencyjnym rynku sprzedaży energii.	
158.	Art. 1 pkt 71 projektu ustawy (art. 93 ust. 2 ustawa OZE)	URE	Proponuje się, aby zamiast odniesienia do "roku, którego dotyczą przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 83g ust. 1" zastosować odwołanie do okresu z art. 83e ust. 2.	**Uwaga przyjęta**
159.	Zmiana art. 93a ust. 5 ustawy OZE	URE	Proponuje się dokonać zmiany w art. 93a ust. 5 uzupełniając treść tego przepisu w zakresie złożenia deklaracji o której mowa w art.70h ust. 1.	**Uwaga wyjaśniona** Wysokość wsparcia operacyjnego nie jest kalkulowana z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych, dlatego nie zaistnieje sytuacja podwójnego finansowania tych samych kosztów z różnych instrumentów.
160.	Art. 1 pkt 73 projektu ustawy (art. 94 ustawa OZE)	URE	Należy uzupełnić o rozporządzenie o którym mowa w art. 83c ust. 2. Prezes URE zobowiązany jest do skalkulowania stawki opłaty OZE na dany rok, zaś art. 94 ust. 2 ustawy OZE precyzuje co należy brać pod uwagę kalkulując wypłaty na pokrycie ujemnego salda. Projektodawca uwzględnił rozporządzenia, które mogą być wydane na podstawie art. 70i tej ustawy, natomiast nie uwzględnił rozporządzeń, o których mowa w art. 83c ust. 2 ustawy OZE, dotyczących ilości i wartości energii elektrycznej podlegającej sprzedaży we wsparciu operacyjnym aukcyjnym.	**Uwaga przyjęta** Wprowadzono art. 94 ust. 2 pkt 2a: 2a) maksymalną ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, jaka może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w następnym roku kalendarzowym, określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 83c ust. 2;

161.	Zmiana art. 95 ust 1 ustawa OZE	URE	**1. W konsekwencji, art. 95 ust. 1 proponujemy nadać następujące brzmienie:** „1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego pobiera opłatę, zwaną dalej "opłatą OZE", związaną z zapewnieniem dostępności energii ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Opłatę OZE przeznacza się wyłącznie na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 lub ust. 2 pkt 3, oraz ujemnego salda, o którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, kosztów działalności operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, prowadzonej na podstawie niniejszej ustawy oraz ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, **a także kosztów, o których mowa w art. 6a ust. 3, art. 11 ust. 5, art. 78 ust. 7a i art. 126.”** **Uzasadnienie:** Przepis stanowi konsekwencję zmian dotyczących art. 6a ust. 3, art. 11 ust. 5 oraz art. 126. Z uwagi na szacowane łączne koszty wskazanych systemów, które powinny zamknąć się w kwocie ok. 2,5 mln zł średniorocznie, wprowadzone zmiany pozostają bez wpływu na poziom stawki opłaty OZE, a w konsekwencji na poziom obciążenia odbiorców końcowych.	**Uwaga częściowo przyjęta** W przedmiotowym przepisie uwzględnia się wydatki wynikające z art. 11 ust. 5 (dot. rejestru MIOZE), art. 38ac ust. 16 (dot. systemu zw. z funkcjonowaniem klastrów energii), art. 78 ust. 7a (jak dotychczas) i art. 125b (dot. systemu zw. z funkcjonowaniem gwarancji pochodzenia, zamiast proponowanego art. 126, a także infrastruktury technicznej umożliwiającej przystąpienie URE do AiB). Jednocześnie nie uwzględnia się art. 6a ust. 3, którego propozycja wprowadzenia została nieprzyjęta.
162.	Zmiana art. 100 ust. 2	URE	Proponuje się wprowadzenie zmiany w art. 100 ust. 2 we wstępie do wyliczenia poprzez skreślenie wyrazów "oraz Prezesowi URE". Propozycja ta ma na celu zmniejszenie obciążeń administracyjnych	**Uwaga przyjęta**

			względem OSD, a także przesyłania przez OSD zestawień na podstawie prognoz zużycia energii elektrycznej, a następnie na postawie rzeczywistych wskazań liczników. W przypadku "dużych" operatorów zmiana byłaby istotna i wpłynęłaby na zmniejszenie kosztów operacyjnych będących podstawą kalkulacji taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE.	
163.	Zmiana art. 100 ust. 2a	URE	2a. Płatnik opłaty OZE oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przekazuje Prezesowi URE półroczne informacje (w rozbiciu na poszczególne miesiące), o których mowa w ust. 2, dotyczące podmiotów, od których pobiera opłatę OZE, w terminie do dnia: 1) 31 lipca - za okres od dnia 1 stycznia do dnia 30 czerwca danego roku 2) 31 stycznia - za okres od dnia 1 lipca do dnia 31 grudnia roku poprzedniego. Uzasadnienie: Proponuje się wprowadzenie zmiany w art. 100 ust. 2a z przyczyn wskazanych wyżej.	**Uwaga przyjęta**
164.	Art. 1 pkt 74 lit. a projektu ustawy (Art. 116 ust 1 ustawy OZE	Lewiatan	Proponuje się nadać następujące brzmienie art. 116 ust. 1 ustawy o OZE: „1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym dokonuje zakupu oferowanego mu ciepła wytworzonego w przyłączonych do tej sieci źródłach ciepła, będących instalacjami odnawialnych źródeł energii, w tym instalacjami termicznego przekształcania odpadów**, pod warunkiem spełnienia parametrów jakościowych i technicznych dla ciepła wprowadzanego do sieci ciepłowniczej** w	**Uwaga nieprzyjęta** Uzupełnienie przepisu o warunek spełniania parametrów jakościowych i technicznych jest zbędne ponieważ zostało to uregulowane w przepisach rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych oraz rozporządzenia Ministra Energii z dnia 18 maja 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączania instalacji do sieci (Dz.U. z 2017 r. poz. 1084).

			ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa, przyłączonych do tej sieci.” Aktualne brzmienie nowelizacji można naszym zdaniem rozumieć w taki sposób, że obowiązkowemu zakupowi będzie podlegać ciepło nawet jeżeli nie będzie ciepłem spełniającym parametry ciepła sieciowego, co stanowi istotne ryzyko dla przedsiębiorstw ciepłowniczych. Dlatego proponujemy zmianę wskazanego przepisu, która będzie uwzględniać obowiązek dochowania warunków jakościowych i technicznych. Ponadto zgłaszamy wątpliwość związaną z zachowaniem przez przedsiębiorstwa ciepłownicze właściwych parametrów ciepła: (i) Aktualne brzmienie nowelizacji można naszym zdaniem rozumieć w taki sposób, że obowiązkowemu zakupowi będzie podlegać ciepło nawet jeżeli nie będzie ciepłem spełniającym parametry ciepła sieciowego, co stanowi istotne ryzyko dla przedsiębiorstw ciepłowniczych. (ii) W znowelizowanych przepisie mowa o „przyłączeniu do sieci”, w naszym rozumieniu, na kierunku „zasilanie”, co rodzi pytanie o możliwość zachowania parametrów (temperatury) ciepła u odbiorców. Innymi słowy, nie jest zrozumiałe, w jaki sposób przedsiębiorcy mieliby zapewnić parametry ciepła (temperatury) w przypadku „wpięć” „niskotemperaturowych” źródeł OZE do sieci (na zasilaniu). Ponadto zgłaszamy wątpliwości odnośnie zastosowania obowiązku zakupu ciepła w	Ponadto parametry te określać powinna umowa sprzedaży ciepła z uwzględnieniem ewentualnych odstępstw określonych w wymienionych rozporządzeniach. W związku z powyższym, na kanwie projektowanej regulacji nie zachodzą ryzyka wskazane w uwadze.

			efektywnym systemie ciepłowniczym: tj. na obecnym etapie prac nie jest jasne to, czy jeśli przedsiębiorstwo energetyczne posiada system efektywny, który zabezpiecza 100% zapotrzebowania na ciepło u odbiorców, to czy takie przedsiębiorstwo w dalszym ciągu będzie zobowiązane przyłączyć do swojej sieci źródła opisane w art. 116 i oddać mu cześć / całość rynku, stając się być może tylko dystrybutorem. W naszej ocenie ustawodawca powinien bardziej precyzyjnie odnieść się do sytuacji systemów efektywnych.	
165.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (art. 120 ust. 1 ustawa OZE)	URE	Proponuje się zastąpienie wyrazów "określona w tych dokumentach" wyrazami "określona w tym dokumencie".	**Uwaga przyjęta**
166.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (art. 120 ust. 5 pkt 1 ustawa OZE)	URE	Proponuje się doprecyzowanie bądź wyjaśnienie w uzasadnieniu do projektu ustawy czy sformułowanie "bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny", oznacza, że dostarczona w ten sposób energia ma być zużyta na potrzeby wytwarzania wodoru odnawialnego czy też, że może być zużyta na inne potrzeby.	**Uwaga przyjęta** W takiej sytuacji energia ma zostać zużyta na potrzeby wytwarzania wodoru. Uzasadnienie w tym zakresie zostanie uzupełnione.
167.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (art. 120 ust. 5 pkt 2 ustawa OZE)	URE	Proponuje się doprecyzowanie pkt 2, gdyż treść tego punktu nie wskazuje miejsca wprowadzenia/dostarczenia biometanu lub wodoru odnawialnego.	**Uwaga wyjaśniona** Miejsce wprowadzenia/dostarczenia biometanu lub wodoru w przypadku wytworzenia i transportu biometanu lub wodoru środkami transportu innymi niż sieci gazowe zostanie doprecyzowane na podstawie aktu delegowanego przygotowanego w oparciu o art. 62 (biometan) i 62a (wodór odnawialny).

168.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (art. 120 ust. 6 ustawa OZE)	URE	Przepis nie precyzuje, w jakim wypadku dopuszcza się określenie ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci metodą proporcjonalną.	**Uwaga wyjaśniona** W uzasadnieniu podkreśla się, iż zmiana ma na celu umożliwienie wydania gwarancji pochodzenia na poszczególną instalację a nie tylko dla grupy instalacji wspólnie opomiarowanych na poziomie wprowadzenia energii elektrycznej do sieci.
169.	Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (art. 120 ust. 8 ustawa OZE)	URE	Treść przepis prowadzi do powstania wątpliwości czy takie brzmienie przepisu nie prowadzi do podwójnego wydania gwarancji pochodzenia - na energię przed konwersją i po konwersji.	**Uwaga wyjaśniona** W art. 124a ust. 5 podkreśla się, iż należy określić przyczynę dla której dokonano umorzenia. W ten sposób można określić, że umorzenie dokonywane jest na potrzeby procesu konwersji energetycznej. Umorzone w ten sposób gwarancje pochodzenia nie są uwzględnianie w bilansie, o czym mowa w art. 124a ust. 8
170.	Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy (Art. 121 ustawy OZE)	Lewiatan	Proponuje się wykreślić wyłączenie mikroinstalacji z możliwości starania się o gwarancje pochodzenia. <u>Proponowane brzmienie art. 121 ust. 1 ustawy o OZE:</u> „1. Gwarancję pochodzenia wydaje się na pisemny wniosek wytwórcy bądź jego pełnomocnika dla wytwarzania z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej lub biometanu lub ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego wytworzonych, zwany dalej „wnioskiem o wydanie gwarancji pochodzenia”. Gwarancja pochodzenia jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z uniknięte emisji dwutlenku węgla oraz, że określona w tych dokumentach odpowiednio ilość energii elektrycznej, biometanu, wodoru odnawialnego	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z Dyrektywą RED II wydawanie gwarancji pochodzenia może podlegać wymogowi minimalnej mocy. Co więcej, szczególne regulacje w obszarze mikroinstalacji prowadzą do wątpliwości, na jaki rodzaj energii oddanej do sieci powinna zostać wydana gwarancja pochodzenia, skoro system opustów zakłada możliwość odebrania wyprodukowanej energii z sieci

			albo ciepła lub chłodu została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach OZE i została wprowadzona odpowiednio do sieci elektroenergetycznej. W przypadku mikroinstalacji wyłączenie tego typu instalacji z prawa pozyskania byłoby działaniem dyskryminującym, zwłaszcza że mikroinstalacja może mieć mieć nawet do 50 kW mocy elektrycznej. Wytwórcy niezależnie od rozmiaru instalacji powinni mieć możliwość występowania o gwarancje pochodzenia, żeby wykazać swoje starania w ochronę środowiska i zmniejszania swojego śladu środowiskowego. Rejestr Gwarancji Pochodzenia jest narzędziem cyfrowym, więc zasadnym byłoby rozszerzenie możliwości rejestracji wniosku dla więcej niż 1 źródła wytwórczego przez jeden podmiot jako pełnomocnika, co będzie jednocześnie rozwiązaniem, aby ograniczyć konieczną biurokrację dla wydawania decyzji.	
171.	Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy (art. 121 ust. 2 pkt 1 ustawa OZE)	URE	Proponuje się dokonanie korekty art. 121. ust. 2 pkt 1 poprzez zastąpienie wyrazów "wytworzona z tej instalacji" na wyrazy "wytworzona w tej instalacji".	**Uwaga przyjęta**
172.	Art. 1 pkt 78 lit. a i c projektu ustawy (art. 121 ust. 2 pkt 2, 3 i 4 ustawa OZE)	URE	Proponuje się, aby po słowach "do jednostki akredytowanej" dodać, "o której mowa w art. 121 ust 2 pkt 1".	**Uwaga nieprzyjęta** W art. 121 ust. 2 pkt 1 w celu większej przejrzystości projektowanych przepisów, wprowadza się skrót dla takich jednostek i wydaje się, iż korzystanie w dalszej części projektu z tego skrótu jest wystarczające.
173.	Art. 1	URE	3. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia zawiera:	**Uwaga nieprzyjęta**

	pkt 78 lit. a projektu ustawy (art. 121 ust. 3 pkt 2 ustawa OZE)		1) oznaczenie wytwórcy odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego; 2) określenie lokalizacji, rodzaju i odpowiednio łącznej mocy zainstalowanej lub rocznej wydajności: a) instalacji odnawialnego źródła energii, w której została wytworzona energia elektryczna albo ciepło albo chłód, lub ~~b) rocznej wydajności~~ instalacji odnawialnego źródła energii, w której został wytworzony biometanu albo wodór odnawialny - oraz wskazanie wykorzystywanego w tych instalacjach rodzaju lub nośnika pierwotnego energii;	W przypadku wytworzenia biometanu lub wodoru odnawialnego będziemy mieli do czynienia z różnymi metodami produkcji i przesyłu dla których określenie danych nie będzie tak dogodne, jak w przypadku nośnika, który trafia do sieci. Zgodnie z powyższym, uwzględnienie rocznej wydajności instalacji będzie ważnym elementem w weryfikacji wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia przez jednostkę akredytowaną.
174.	Dodanie art. 121 ust. 3 pkt 2 lit. c	URE	**1. Proponujemy uzupełnienie brzmienia projektowanego art. 121 ust. 3, poprzez dodanie w pkt 2 po literze b, litery c, w brzmieniu:** „c) unikalny numer identyfikacyjny instalacji generowany przez Internetową Platformę Aukcyjną, o której mowa w art. 78 ust. 6, o ile został nadany”. **Uzasadnienie:** Wprowadzenie powyższego numeru identyfikacyjnego instalacji OZE do wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, w znaczący sposób ułatwi Prezesowi URE, weryfikację danych zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia oraz zachowanie ich spójności z danymi przedstawianymi przez podmioty będące jednocześnie beneficjentami aukcyjnego systemu wsparcia oraz systemów FIT/FIP.	**Uwaga przyjęta** W projekcie dodano art. 121 ust. 3 pkt 8 w proponowanym brzmieniu.

175.	Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy (art. 121 ust. 3 pkt 3 ustawa OZE)	URE	Projekt przepisu przewiduje, że w przypadku energii wytworzonej w procesie, o którym mowa w art. 120 ust. 8, do wniosku o wydanie gwarancji należy załączyć potwierdzenie umorzenia gwarancji pochodzenia wydanej dla rodzaju lub nośnika pierwotnego energii wykorzystanego w tym procesie. Projektodawca nie określił w jakiej formie takie potwierdzenie będzie wydawane.	**Uwaga przyjęta** Zgodnie z regulaminem TGE, podmiot ten wystawia dokument potwierdzający umorzenie gwarancji pochodzenia. Zgodnie z powyższym obszar ten zostanie uzupełniony o właściwe wyjaśnienia w uzasadnieniu.
176.	Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy (art. 121 ust. 3 pkt 4 ustawa OZE)	URE	Proponuje się: - wyjaśnienie w uzasadnieniu do projektu ustawy celu ograniczenia okresu obejmującego wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia, który może być nie dłuższy niż 6 miesięcy, - usunięcie zwrotu "i musi zawierać się w danym roku kalendarzowym", gdyż wynika to z początkowego fragmentu pkt 4.	**Uwaga wyjaśniona** Uzasadnienie już adresuje cel ograniczenia okresu.
177.	Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy (art. 121 ust. 3 pkt 5 ustawa OZE)	URE	Proponuje się pozostawienie dotychczasowego brzmienia art. 121 ust. 3 pkt 5 ustawy OZE.	**Uwaga wyjaśniona** Przyjmuje się, iż uszczegółowienie pkt 5 jest następstwem skonkretyzowania kwestii wydawania gwarancji pochodzenia dla instalacji OZE, które funkcjonują już w systemach wsparcia.
178.	Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy (art. 121 ust. 3 pkt 8 ustawa OZE)	URE	Proponuje się doprecyzowanie co należy rozumieć przez określenie rodzaju nośnika energii. Projektowany przepis w dotychczasowej treści będzie trudny do zrealizowania dla wnioskodawców w zakresie wskazania okresu oraz rodzaju stosowanych instrumentów wsparcia. W szczególności problem może dotyczyć instalacji objętych zmianami właścicielskimi. Jest zatem pewne, iż takie uszczegółowienie zapisu zakłóci/wydłuży przebieg postępowań w przedmiocie wydania gwarancji pochodzenia. Dodatkowo należy wskazać, iż wobec szerokiego spektrum możliwych form/rodzajów wsparcia,	**Uwaga przyjęta** Uzupełniono uzasadnienie w tym obszarze.

			pozyskane tego rodzaju informacje nie będą nadawały się do agregowania na potrzeby np. danych statystycznych. Obecnie jest to informacja prosta: Tak albo Nie.	
179.	Art. 1 pkt 78 lit. b projektu ustawy (art. 121 ust. 3a ustawa OZE)	URE	3a. W przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, w której zostało wytworzone ciepło albo chłód przez łączną moc zainstalowaną, o której mowa w ust. 3 pkt 2 lit. a rozumie się łączną moc znamionową urządzeń zainstalowanych w danej instalacji odnawialnego źródła energii, podawaną przez producenta na tabliczce znamionowej każdego urządzenia służącego do wytworzenia ciepła albo chłodu, a w przypadku braku tabliczki znamionowej, maksymalną trwałą moc osiągalną cieplną albo chłodniczą danej instalacji odnawialnego źródła energii wynikającą z dokumentacji techniczno-ruchowej urządzeń zainstalowanych w tej instalacji. Uzasadnienie: Proponuje się doprecyzowanie sformułowania "każdego urządzenia".	**Uwaga przyjęta** W celu doprecyzowania zgodnie z uwagą, przepisowi nadano brzmienie: *„3a. W przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, w której zostało wytworzone ciepło albo chłód przez łączną moc zainstalowaną, o której mowa w ust. 3 pkt 2 lit. a rozumie się łączną moc znamionową wszystkich urządzeń wytwórczych zainstalowanych w danej instalacji odnawialnego źródła energii, podawaną przez producenta na tabliczce znamionowej każdego urządzenia wytwórczego, a w przypadku braku tabliczki znamionowej, maksymalną trwałą moc osiągalną cieplną albo chłodniczą danej instalacji odnawialnego źródła energii wynikającą z dokumentacji techniczno-ruchowej każdego urządzenia wytwórczego zainstalowanego w tej instalacji.”*
180.	Art. 1 pkt 78 lit. c projektu ustawy (art. 121 ust. 5 pkt 1 ustawa OZE)	URE	Nowy sposób dostarczania energii elektrycznej inny niż linią bezpośrednią do instalacji wytwarzającej wodór odnawialny. Wobec tego istotne wydaje się doprecyzowanie następujących kwestii. Czy odnawialne źródło energii dostarczające do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzające wodór może być przyłączone do sieci OSD lub OSP. Czy też chodzi wyłącznie o specyficzną „wyspę” czyli źródło OZE dostarcza bezpośrednio energię na potrzeby instalacji wytwarzającej wodór odnawialny z tej energii elektrycznej	**Uwaga wyjaśniona** Zgodnie z wyjaśnieniem zawartym w uzasadnieniu, w tym przypadku chodzi o sytuacje gdzie instalacja OZE wytwarzająca energię elektryczną nie jest podłączona do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej oraz nie korzysta z linii bezpośredniej. Wyjaśnienie” Zgodnie z założeniem ustawy wytwórca może posiadać instalację odnawialnego źródła energii, która produkuje energię elektryczną a także dysponować, bezpośrednio przyłączoną do niej instalacją (podłączoną z reguły do

				sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej) wytwarzającą wodór odnawialny z tej energii elektrycznej, dzięki procesowi elektrolizy. Istnieje także możliwość, że instalacja OZE wytwarzająca energię elektryczną nie będzie podłączona do sieci oraz nie będzie korzystała z linii bezpośredniej.
181.	Art. 1 pkt 78 lit. d projektu ustawy (art. 121 ust. 9 ustawa OZE)	URE	Treść przepisu prowadzi do powstania wątpliwości co do możliwości dopuszczenie wykorzystania "innych paliw" do wytworzenia wodoru odnawialnego.	**Uwaga przyjęta** Propozycja wykreślenia wyrazów „oraz inne paliwa” z projektu ustawy jest zasadna.
182.	Art. 1 pkt 79 projektu ustawy (art. 122 ust. 1 ustawa OZE)	URE	1. W przypadku gdy wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia nie zawiera danych, o których mowa w art. 121 ust. 3 lub zawiera błędy, Prezes URE niezwłocznie wzywa wnioskodawcę odpowiednio do uzupełnienia wniosku lub usunięcia błędów w terminie 7 dni od dnia doręczenia wezwania. Nieuzupełnienie braków lub nieusunięcie błędów we wniosku w wyznaczonym terminie, skutkuje pozostawieniem wniosku bez rozpoznania. Uzasadnienie: Wobec znacznego wzrostu ilości wniosków wpływających do URE, proponuje się zachowanie dotychczasowego terminu na przygotowanie wezwania do uzupełnienia wniosku o wydanie gwarancji lub usunięcia w nim błędów.	**Uwaga przyjęta** W związku z faktem, iż przystąpienie do stowarzyszenia Association of Issuing Bodies wiązać się będzie z większym popytem na gwarancje pochodzenia i zwiększoną ilością składanych wniosków o wydanie takich gwarancji, postanowiono przyjąć uwagę.
183.	Art. 1 pkt 79 projektu ustawy (art. 122 ust. 2 ustawa OZE)	URE	2. Prezes URE wydaje gwarancję pochodzenia w terminie 45 dni od dnia przekazania kompletnego wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia przez operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu przesyłowego właściwego dla energii elektrycznej lub biometanu lub wodoru	**Uwaga częściowo przyjęta** Zgodnie z założeniami projektowanej normy EN16325 gwarancja pochodzenia powinna zostać wydana w terminie miesiąca. Niemniej jednak doprecyzowano

			odnawialnego lub przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła albo chłodu lub przez jednostkę akredytowaną Uzasadnienie: Proponuje się wydłużenie terminu na wydanie gwarancji pochodzenia do 45 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia. Wydłużenie okresu dla wydania gwarancji pochodzenia do 45 dni jest niebędne wobec odnotowanego już obecnie wzrostu liczby wniosków o wydanie gwarancji pochodzenia, z kolei projekt przewiduje dodatkowo nowe rodzaje gwarancji pochodzenia. Natomiast dodanie wyrazu: „kompletnego" jest rozwiązaniem analogicznym, jak zastosowane obecnie w art. 46 ust. 2 ustawy OZE. Wobec niewprowadzenia takiego zapisu może wystąpić sytuacja w której wobec braku kompletnego wniosku, w dacie upływu terminu, wystąpi konieczność odmowy wydania gwarancji celem zachowania terminu, pomimo iż wnioskodawca byłby w stanie uzupełnić braki i w rezultacie otrzymać gwarancję w ustawowym terminie. Analogiczne uzupełnienie z tych samych przyczyn zaproponowano odnośnie art. 76 ust. 1 ustawy OZE.	przepis o rozpoczęcie biegu terminu od dnia przekazania kompletnego wniosku.
184.	Art. 1 pkt 80 projektu ustawy (art. 123 ust. 8 ustawa OZE)	URE	Proponuje się określenie przynajmniej zasadniczych elementów, które miałoby obejmować to porozumienie, w szczególności czy płatność winna następować na podstawie dyspozycji Prezesa URE.	**Uwaga przyjęta** W związku z analogiczną uwagą RCL. Przepis zostanie doprecyzowany.

185.	Art. 1 pkt 81 projektu ustawy (art. 124 ust. 2 pkt 10 ustawa OZE)	URE	Proponuje się uzupełnienie pkt 10 o katalog dokumentów, które powinny zostać załączone do wniosku o uznanie gwarancji pochodzenia. Wskazana byłaby konsultacja prawodawcy z uczestnikami obrotu gwarancjami pochodzenia.	**Uwaga wyjaśniona** Projektodawca w zakresie tworzenia przepisów konsultował się ze stowarzyszeniami zrzeszającymi takich przedsiębiorców oraz podmiotem prowadzącym rejestr gwarancji pochodzenia, zaś brzmienie przepisu uwzględnia wynik tych konsultacji.
186.	Zmiana art. 124 ust. 8 ustawy OZE	Lewiatan	W przypadku starania się mikroinstalacji o wydanie gwarancji pochodzenia opłaty za funkcjonowanie Rejestru Gwarancji Pochodzenia może ponosić bezpośrednio wytwórca z mikroinstalacji lub sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a lub reprezentant prosumenta. <u>Proponowane brzmienie art. 124 ust. 8 ustawy o OZE:</u> „8. Wpis do rejestru gwarancji pochodzenia, o którym mowa w ust. 1, oraz zmiany dokonane w tym rejestrze podlegają opłacie w wysokości odzwierciedlającej koszty prowadzenia tego rejestru, za wyjątkiem mikroinstalacji” Mikroinstalacje jako najmniejszej wielkości instalacji odnawialnego źródła energii będąc dopuszczona do możliwości pozyskania gwarancji pochodzenia ze względu na ilość gwarancji pochodzenia jaką może uzyskać w roku oraz w wyniku naprawdę niewielkie korzyści ze sprzedaży swoich gwarancji pochodzenia powinna być zwolniona z ponoszenia opłat za wpis do rejestru gwarancji pochodzenia i za dokonywanie zmian w rejestrze.	**Uwaga nieprzyjęta** Uzasadnieniem tego stanu rzeczy są przede wszystkim niskie korzyści finansowe dla prosumentów z potwierdzania pochodzenia nadwyżek energii oraz duże koszty przygotowania systemu dla tak licznej oraz skomplikowanej grupy podmiotów ze względu na fakt, iż prosument oddaje i pobiera energię z sieci. Dodatkowo, zgodnie z art. 19 ust. 2 Dyrektywy RED II, wydawanie gwarancji pochodzenia może podlegać wymogowi minimalnej mocy.
187.	Art. 1	URE	1. Poinformowanie odbiorcy końcowego o pochodzeniu energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego, dla	**Uwaga przyjęta**

	pkt 82 projektu ustawy (art. 124a ust. 1 ustawa OZE)		~~której~~ których wydano gwarancję pochodzenia, możliwe jest jedynie po jej uprzednim umorzeniu i uzyskaniu potwierdzenia wydanego na podstawie ust. 4 Uzasadnienie: W związku z dodaniem wyrazów do art. 124a ust. 1 konieczne jest dokonanie korekty jego brzmienia.	
188.	Art. 1 pkt 82 projektu ustawy (art. 124a ust. 8 ustawa OZE)	URE	Proponuje się, aby dane o umorzonych gwarancjach, o których mowa w art. 124a ust. 8 były przez TGE przekazywane Prezesowi URE, ze względu na brzmienie art. 121 ust 3 pkt 3.	**Uwaga przyjęta**
189.	Dodanie art. 126 Ustawy OZE	URE	**1. Dodanie w rozdziale 5 ustawy art. 126 (w miejsce uchylanego przez projekt art. 126 dotyczącego treści krajowego planu działania) w brzmieniu:** **„**Określone przez Prezesa URE koszty budowy, utrzymania, rozbudowy i modyfikacji systemu teleinformatycznego służącego realizacji zadań Prezesa URE, o których mowa w niniejszym rozdziale pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, ze środków opłaty OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1, na podstawie dyspozycji Prezesa URE.” **Uzasadnienie:** Prezes URE wydaje obecnie ponad 10 000 gwarancji pochodzenia rocznie. Zadanie to realizuje, wyłącznie przy pomocy arkusza kalkulacyjnego programu Excel, co wobec	**Uwaga kierunkowo przyjęta.** Propozycja została przyjęta poprzez dodanie art. 125b.

			czynności, które w świetle przepisów ustawy OZE obowiązany jest podjąć Prezesa URE, istotnie wpływa na terminowość prowadzonych w tym zakresie postępowań administracyjnych, a nadto nie pozwala na wyeliminowanie błędów związanych w szczególności z okresem wytwórczym oraz wolumenem energii, wskazanymi we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, które to błędy z uwagi na liczbę prowadzonych postępowań, stają się coraz częstszym zjawiskiem. Niezależnie od powyższego należy mieć na uwadze, że procedowany projekt przewiduje możliwość członkostwa Prezesa URE w stowarzyszeniu Association of Issuing Bodie (AIB). W przepisie art. 123 ust. 7 określono wyłącznie zasady finansowania składki członkowskiej, tymczasem nie powinno ulegać najmniejszej wątpliwości, że tego rodzaju akces będzie pociągał za sobą konieczność sfinansowania infrastruktury Urzędu celem jej dostosowania do wymogów AIB określanych zarówno w obszarze hardware jak i software, w tym w szczególności w obszarze relacyjnej bazy danych.	
190.	Art. 1 pkt 87 projektu ustawy (art. 128 ust. 6 pkt 2 ustawa OZE)	URE	Proponuje się wskazanie, że przepis dotyczy aukcji rozstrzygniętych a nie zakończonych. Określone zakresu informacji, które mają podlegać publikacji oraz doprecyzowanie pojęcia wskaźnika realizacji projektów.	**Uwaga przyjęta** Zmieniono brzmienie projektowanego przepisu tj. nowego pkt. 3 ust. 6 art. 128 uOZE
191.	Art., 128 ustawy OZE	KOWR	Zgodnie z art. 128 ust. 8 ustawy zmienianej w art. 1, organy, o których mowa w ust. 1, w tym Dyrektor Generalny KOWR, udostępniają w Biuletynie Informacji Publicznej informacje zgromadzone w trakcie realizacji zadań, o których mowa w ust. 2-7.	**Uwaga nieprzyjęta** Należy podkreślić, że wymogi z ustawy OZE są regulacjami o charakterze szczegółowym, względem obowiązków z ustawy z dnia 11 sierpnia 2021 r.

			Jednocześnie - w dniu 8 grudnia 2021 roku weszły w życie przepisy ustawy z dnia 11 sierpnia 2021 r. o otwartych danych i ponownym wykorzystywaniu informacji sektora publicznego, na podstawie których informacje sektora publicznego o szczególnym znaczeniu dla rozwoju innowacyjności w państwie lub rozwoju społeczeństwa informacyjnego, które ze względu na sposób przechowywania i udostępniania pozwalają na ich ponowne wykorzystywanie, są udostępniane w portalu danych. Do udostępniania informacji sektora publicznego w portalu danych są obowiązane podmioty, o których mowa w art. 3 ww. ustawy, m.in. jednostki sektora finansów publicznych. Na podstawie powyższych przepisów, KOWR aktualnie publikuje dane dotyczące wytwarzania biogazu rolniczego zarówno w Biuletynie Informacji Publicznej KOWR, jak i w portalu danych. W związku z powyższym, mając na uwadze przepisy ustawy o otwartych danych i ponownym wykorzystywaniu informacji sektora publicznego, należy rozważyć zastąpienie obowiązku udostępniania informacji w Biuletynie Informacji Publicznej obowiązkiem udostępniania informacji w portalu danych. Zmiana taka pozwoli uniknąć powielania tych samych informacji i wyeliminuje ryzyko, że dane publikowane w BIP i portalu danych przez organy wskazane w art. 128 ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii, mogą nie być spójne.	o otwartych danych i ponownym wykorzystaniu informacji sektora publicznego. Przywołany przez uwagodawcę art. 3 tej ustawy zobowiązuje co prawda jednostki sektora publicznego do udostępniania informacji, jednakże, wbrew treści uwagi, nie zobowiązuje wprost do ich publikowania na portalu danych. W tym kontekście należy przywołać art. 32 wspomnianej powyżej ustawy, którego ust. 1. reguluje kwestie publikacji na portalu danych: „1. Informacje sektora publicznego o szczególnym znaczeniu dla rozwoju innowacyjności w państwie lub rozwoju społeczeństwa informacyjnego, które ze względu na sposób przechowywania i udostępniania pozwalają na ich ponowne wykorzystywanie w rozumieniu niniejszej ustawy, są udostępniane w portalu danych”. Należy jednak zauważyć, że przepisy wykonawcze do tego ustępu, a więc rozporządzenie określające zakres informacji sektora publicznego przeznaczony do udostępniania w portalu danych wraz z wykazem podmiotów zobowiązanych do ich udostępnienia, harmonogram udostępniania oraz aktualizowania w portalu danych oraz sposób udostępniania informacji sektora publicznego (art. 33 ust. 1) nie zostało wydane. W oparciu o przepisy ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 902) oraz rozporządzenia Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 18 stycznia 2007 r. w sprawie Biuletynu Informacji Publicznej (Dz. U. z 2007 r. nr 10, poz. 68) należy za to stwierdzić, że podstawowym miejscem publikacji danych jest Biuletyn Informacji Publicznej.

192.	Art. 1 pkt 88 lit. d projektu ustawy (art. 131 ust. 3 pkt 1a ustawa OZE)	URE	„1a) rocznej wydajności biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu z biogazu w instalacjach odnawialnego źródła energii wpisanych do rejestru wytwórców biogazu, o którym mowa w art. 7 ust 1 pkt 2; Uzasadnienie: W przepisie zawarto nieprawidłowe odwołanie do art. 7 pkt 2.	**Uwaga przyjęta** Odesłanie zostało skorygowane w kolejnej wersji projektu.
193.	Art. 1 pkt 88 projektu ustawy (art. 131 ust. 3 pkt 1b ustawa OZE)	URE	Na chwilę obecną URE nie dysponuje narzędziem informatycznym umożliwiającym przygotowanie takich danych statystycznych (wyseparowania danych dotyczących ciepła z OZE). Dodatkowo, zaznaczyć należy, że zgodnie z ustawą - Prawo energetyczne z obowiązku posiadania koncesji na wytwarzanie ciepła zwolnione są instalacje do 5 MW, zatem dane jakie mógłby przekazać Prezes URE nie dawałyby kompletnych danych co do ciepła wytwarzanego w instalacjach OZE.	**Uwaga nieprzyjęta** Przepis ogranicza sprawozdawczość do podmiotów koncesjonowanych.
194.	Art. 1 pkt 88 projektu ustawy (art. 131 ust. 3 pkt 3a ustawa OZE)	URE	Zgodnie z art. 131 ust. 4 sprawozdanie przekazywane przez Prezesa URE jest sprawozdaniem kwartalnym, natomiast sprawozdanie z projektowanego art. 7c ustawy Prawo energetyczne jest sprawozdaniem rocznym. Prezes URE nie miałby zatem możliwości aktualizowania tych danych kwartalnie.	**Uwaga przyjęta** Kwartał, to zbyt krótki okres powtarzalności, żeby spłynęły sprawozdania. Podnosi to również PTEZ. Dodatkowo, projektowany art. 7c uPE został wykreślony z projektu. Art. 131 ust. 3a został usunięty z Projektu.
195.	Art. 1 Pkt. 90 projektu ustawy (art. 160a ust. 2 ustawa OZE)	URE	Proponuje się rozszerzenie zakresu wsparcia dla inwestorów i prosumentów OZE udzielanego przez Krajowy punkt kontaktowy, tak aby służył wsparciem w zakresie pełnego obszaru funkcjonowania OZE, nie ograniczonego tylko do „zakresu procedur administracyjnych dotyczących rozstrzygnięć umożliwiających przyłączenie	**Uwaga wyjaśniona** Definicja krajowego punktu kontaktowego zawarta w Dyrektywie RED II nawiązuje przede wszystkim do kwestii zakresu procedur administracyjnych. Świadczy o tym również fakt, iż punkt ten został zdefiniowany w art. 16 Dyrektywy który nawiązuje do organizacji i czasu

			instalacji odnawialnego źródła energii oraz wytwarzanie energii z odnawialnego źródła energii". W związku z tym, proponuje się, aby zakres wsparcia udzielany przez Krajowy punkt kontaktowy dla wytwórców OZE został rozszerzony, co najmniej do instrumentów wsparcie OZE. Skomplikowany system i mnogość instrumentów wsparcia dla wytwórców OZE powoduje trudności we właściwym zrozumieniu ich funkcjonowania i doboru odpowiedniego instrumentu dla konkretnej instalacji.	trwania procedury wydawania zezwoleń. Zgodnie z powyższym zdecydowano się na literalne przyjęcie zakresu działania KPK z Dyrektywy RED II i tym samym nie wprowadza się dodatkowych zadań dla KPK.
196.	Art. 1 pkt 90 projektu ustawy (art. 160a ust. 8 ustawa OZE)	URE	Jeśli Krajowy Punkt Kontaktowy będzie udzielał tylko ogólnych odpowiedzi na pytania dotyczące procedur administracyjnych (nie dotyczy konkretnej sprawy, celem uzyskania rozstrzygnięć), a odpowiedzi będą udzielane przez wyspecjalizowanych ekspertów, to brak jest uzasadnienia dla tak długiego terminu udzielania odpowiedzi. Tym bardziej, że sam proces administracyjny dla inwestora jest już bardzo długi. Proponuje się skrócenie terminu odpowiedzi na pytania do 30 dni lub mniej.	**Uwaga częściowo przyjęta** Zmieniono termin na udzielanie odpowiedzi dopasowany do możliwości ich udzielania biorąc pod uwagę obszar merytoryczny KPK.
197.	Art. 1 pkt 91 lit. g oraz art. 1 pkt 92 lit. b projektu ustawy (Art. 168 pkt 15 oraz 170 ust. 6 ustawy OZE	Lewiatan	Proponuje się przywrócenie pierwotnej treści art. 168 pkt 15 i art. 170 ust. 6 ustawy o OZE W naszej ocenie nałożenie kary za niewytworzenie energii elektrycznej z OZE w ilości min. 85% wolumenu określonego w ofercie jest w przypadku aukcji na wsparcie operacyjne działaniem nadmiarowym. Wystarczającą karą dla wytwórcy jest brak wsparcia w przypadku braku produkcji. System wsparcia operacyjnego ma z założenia umożliwić zamortyzowanym instalacjom OZE dalsze wytwarzanie energii elektrycznej z OZE w	**Uwaga nieprzyjęta** W związku z uwzględnieniem propozycji wykreślenia projektowanego art. 83j ustawy o odnawialnych źródłach energii związanego z 3-letnią karencją w zakresie możliwości złożenia nowej oferty w aukcji na wsparcie operacyjne, sankcja zapisana w projektowanym art. 168 pkt 15 lit. b jest jedyną sankcją za brak realizacji tzw. obowiązku wolumenowego. Jego utrzymanie jest powiązane z zasadą konkurencyjności w systemach wsparcia dla jednostek

			przypadku, gdy koszty zakupu biomasy, wyższe od kosztów zakupu paliw kopalnych, czynią spalanie biomasy działalnością nieopłacalną. Traktowanie tego typu aukcji w analogiczny sposób, jak aukcji OZE dla instalacji nowych lub zmodernizowanych, wydaje się być niewłaściwe i ze szkodą dla skuteczności tego systemu.	powyżej 1 MW, które konkurują o określony z góry wolumen. Możliwość wpisania do oferty dowolnego wolumenu bez sankcji za brak jego realizacji zaburzałaby konkurencję o wolumen powodując, że jeden wytwórca z najniższą ofertą mógłby przejąć cały wolumen bez zamiaru realizacji powiązanych z tym obowiązków. Sankcja zapewnia w tym przypadku realną konkurencję w aukcjach.
198.	Art. 170 ust. 1	URE	Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach określonych w art. 168 pkt 1–5, 9a, 10 oraz 11a – nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego podmiotu, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna jest związana z działalnością gospodarczą wykonywaną na podstawie koncesji albo wpisu do rejestru działalności regulowanej, wysokość kary nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z prowadzonej działalności koncesjonowanej albo działalności wykonywanej na podstawie wpisu do rejestru działalności regulowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. Uzasadnienie Proponuje się dokonanie zmiany polegającej na dodaniu w treści tego przepisu odwołania do art. 168 pkt 11a. Obecnie zgodnie z art. 170 ust. 4 pkt 1 ustawy OZE za naruszenie art. 168 pkt 11a przewidziane jest wymierzenie kary pieniężnej w wysokości 10 000 zł. Z dotychczasowej praktyki organu wynika, że przewidywany wymiar kary jest nieadekwatny w stosunku do popełnianych naruszeń.	**Uwaga nieprzyjęta** W opinii projektodawcy obecnie obowiązująca wysokość kary za niedopełnienie obowiązku przewidzianego w art. 168 pkt 11a dostatecznie zapewnia funkcję prewencyjną. Projektodawca nie wyklucza jednak zmiany tego podejścia przy pracach nad kolejnymi nowelizacjami przepisów karnych w ustawie OZE.

199.	Art. 170 ust. 1	URE	1) w zakresie nieprzestrzegania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 w związku z art. 59 pkt 1, obliczona według wzoru: Koo = 1,3 x (Ozo - Ozzo), gdzie poszczególne symbole oznaczają: Koo - minimalną wysokość kary pieniężnej, wyrażoną w złotych, Ozo - opłatę zastępczą, obliczoną zgodnie z art. 56 ust. 1, wyrażoną w złotych, Ozzo - uiszczoną opłatę zastępczą w celu realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 w zakresie, o którym mowa w art. 59 pkt 1, wyrażoną w złotych; Uzasadnienie W związku z przedstawioną wyżej propozycją modyfikacji przepisu zawierającego wzór opłaty zastępczej, proponuje się zmianę w zakresie wzoru do obliczania kary pieniężnej za niewykonanie obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE.	**Uwaga nieprzyjęta** Rezygnuje się z pierwotnie proponowanej zmiany art. 47 ust. 2 oraz uchylenia art. 47 ust. 7. Tym samym na tym etapie procedowania niniejszego projektu projektodawca zrezygnował z koncepcji zmiany zasad uiszczania opłaty zastępczej.
200.	Dodanie art. 170 ust. 2 pkt 1a ustawy OZE	URE	w art. 170 ust. 2 po pkt 1 dodać pkt 1a w brzmieniu: "1a) w zakresie nieprzestrzegania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 w związku z art. 59 pkt 2, obliczona według wzoru: Kob = 1,3 x (Ozb - Ozzb), gdzie poszczególne symbole oznaczają: Kob - minimalną wysokość kary pieniężnej, wyrażoną w złotych,	**Uwaga nieprzyjęta** Rezygnuje się z pierwotnie proponowanej zmiany art. 47 ust. 2 oraz uchylenia art. 47 ust. 7. Tym samym na tym etapie procedowania niniejszego projektu projektodawca zrezygnował z koncepcji zmiany zasad uiszczania opłaty zastępczej.

			Ozb - opłatę zastępczą, obliczoną zgodnie z art. 56 ust. 1a, wyrażoną w złotych, Ozzb - uiszczoną opłatę zastępczą w celu realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 w zakresie, o którym mowa w art. 59 pkt 2, wyrażoną w złotych; Uzasadnienie: W związku z przedstawioną wyżej propozycją modyfikacji przepisu zawierającego wzór opłaty zastępczej, proponuje się zmianę w zakresie wzoru do obliczania kary pieniężnej za niewykonanie obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE.	
201.	Dodanie art. 170 ust. 2a ustawy OZE	URE	w art. 170 po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: "W przypadku kiedy podmiot w poprzednim roku podatkowym nie osiągał przychodów, o których mowa w ust. 1 lub też przychody te nie przekraczały kwoty 500 000 zł, Prezes URE może nałożyć na podmiot karę pieniężną w zakresie nieprzestrzegania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 w wysokości nieprzekraczającej 2 000 zł". Uzasadnienie: Proponuje się dodanie przepisu umożliwiającego nałożenie kary pieniężnej na przedsiębiorców, którzy w roku poprzedzającym nałożenie kary pieniężnej nie osiągnął żadnych przychodów lub też przychody te nie przekroczyły 500 000 zł. Wprowadzenie przepisu o takiej treści	**Uwaga przyjęta** W art. 170 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: „2a. W przypadku, gdy w poprzednim roku przychód, o którym mowa w ust. 1, nie przekraczał kwoty 500 000 zł, Prezes URE może nałożyć na podmiot karę pieniężną w zakresie nieprzestrzegania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 w wysokości nieprzekraczającej 2 000 zł”.

			zapobiegłoby unikaniu odpowiedzialności przez przedsiębiorców. Podobne regulacje gwarantujące nałożenie minimalnej kary są już wprowadzone w ustawie - Prawo energetyczne, ustawie Prawo telekomunikacyjne oraz ustawie o ochronie konkurencji i konsumentów.	
202.	Dodanie Art. 170 ust. 2b ustawy OZE	URE	w art. 170 po ust. 2a dodaje się ust. 2b w brzmieniu: "W przypadku gdy przed wydaniem decyzji o nałożeniu kary pieniężnej w zakresie nieprzestrzegania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 podmiot nie dysponuje danymi finansowymi niezbędnymi do ustalenia przychodu za rok kalendarzowy poprzedzający rok nałożenia kary pieniężnej, Prezes URE, nakładając karę pieniężną, uwzględnia ostatni ustalony przychód osiągnięty przez ten podmiot" Uzasadnienie: W aktualnym stanie prawnym powstają wątpliwość czy organ na początku kolejnego roku podatkowego powinien przedłużyć postępowanie do momentu ujawnienia nowych danych finansowych podmiotu czy też wymierzyć karę w oparciu o aktualnie znane. Proponowana zmiana ma na celu usunięcie wątpliwości interpretacyjnych oraz usprawnienie działania URE w zakresie nakładania kar pieniężnych na zbiegu lat podatkowych.	**Uwaga częściowo przyjęta** Wprowadza się art. 170 ust. 2b o brzmieniu: „2b. W przypadku gdy przed wydaniem decyzji o nałożeniu kary pieniężnej w zakresie nieprzestrzegania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 z jakichkolwiek przyczyn nie można ustalić przychodu za rok kalendarzowy poprzedzający rok nałożenia kary pieniężnej, lub dokonanie tych ustaleń jest znacząco utrudnione, Prezes URE, nakładając karę pieniężną, uwzględnia ostatni ustalony przychód osiągnięty przez ten podmiot”.
203.	Art. 1	URE	CS - cenę skorygowaną wyrażoną w zł/MWh, stanowiącą cenę zakupu energii elektrycznej, o	**Uwaga wyjaśniona**

	pkt 92 lit. b projektu ustawy (art. 170 ust. 6 pkt 1 ustawa OZE)		której mowa w art. 92 ust. 1, lub podstawę wypłaty ujemnego salda obliczonego zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3 **obowiązującą na dzień złożenia oferty, bez uwzględnienia waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10.** Uzasadnienie: Proponuje się doprecyzowanie symbolu Cs w związku z wątpliwościami zgłaszanymi przez uczestników aukcyjnego systemu wsparcia odnośnie interpretacji tego parametru.	Przepis został doprecyzowany poprzez zmianę wzoru oraz oznaczenia symboli, wchodzących w jego skład. Należy przede wszystkim podkreślić, że zmienna „Cs" została zastąpiona przez „Csz", czyli cenę skorygowaną, wyrażoną w zł za MWh, zwaloryzowaną zgodnie z art. 92 ust. 10 ustawy, stanowiącą cenę zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 92 ust. 1 lub podstawę wypłaty ujemnego salda obliczonego zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3, w wysokości obowiązującej wytwórcę w ostatnim dniu okresu rozliczeniowego, o którym mowa w art. 83 ust. 2. Powyższe wynika z zaobserwowanych wątpliwości interpretacyjnych w stosowaniu przepisów dotyczących wyznaczania wysokości kary w związku ze sprzedażą energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości energii określonej w ofercie w danym okresie rozliczeniowym. Zdaniem MKiŚ do obliczania ww. kary konieczne jest uwzględnienie waloryzacji tej ceny średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego. Powyższy mechanizm wydaje się właściwy i poprawny z punktu widzenia adekwatności ustalonej kary względem faktycznego poziomu korzyści uzyskiwanych z mechanizmu wsparcia (jeśli cena ofertowa została skorygowana w dół w wyniku otrzymania przez beneficjenta pomocy inwestycyjnej to nadmiarowym byłoby nie uwzględnianie tego faktu w trakcie obliczania kary za brak realizacji obowiązku wolumenowego). Identyczna zasada winna mieć miejsce w przypadku, gdy po kilku/kilkunastoletnim okresie, wsparcie jest rozliczane po cenie zwaloryzowanej - zupełnie innej

				(zwykle istotnie wyższej) od ceny ofertowej, co oznacza, że wówczas kara za brak realizacji obowiązku powinna być proporcjonalnie wyższa. Trzeba ponadto podkreślić, że brak uwzględniania korekty lub waloryzacji przedmiotowej ceny spowodowałby utratę funkcji prewencyjnej środka wskazanego w art. 170 ust. 6 ustawy OZE. Należy bowiem pamiętać, że mechanizm aukcyjny funkcjonuje w oparciu o finansowanie ze środków publicznych, w związku z czym ich dysponowanie musi podlegać określonym regułom i relacjom, w szczególności w przypadku braku realizacji podjętych zobowiązań. Szczególnego znaczenia nabrało to w aktualnej, nadzwyczajnej sytuacji inflacyjnej.
204.	Art. 1 pkt 92 lit. b projektu ustawy (art. 170 ust. 6 pkt 2 ustawa OZE)	URE	C- to cena operacyjna, o której mowa w art. 83h ust. 3 pkt 3 , obowiązująca na dzień złożenia oferty na dzień złożenia oferty, o której mowa w art. 83h ust. 3	**Uwaga przyjęta**
205.	Zmiana art. 170 ust. 7 pkt 1	URE	1) pkt 20, 21,24 i 25 – wynosi 10 000 złotych; 2) pkt 22 i 23 – wynosi 1000 złotych. Uzasadnienie: Proponuje się zmianę treści art. 170 ust. 7 poprzez określenie, że za popełnienie deliktu administracyjnego, o którym mowa w art. 168 pkt 25 (nieprzekazanie informacji lub oświadczenia przez odbiorcę przemysłowego) przewidziana jest kara pieniężna w wysokości 10 000 zł. Celem modyfikacji byłoby zwiększenie dyscypliny przekazywania informacji przez podmioty zobowiązane.	**Uwaga przyjęta**

206.	Zmiana art. 174 ust. 2 ustawy OZE	URE	2. Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek. Uzasadnienie: Proponuje się zmianę art. 174 ust. 2 ustawy OZE. Przepis ten w dotychczasowym brzmieniu zawęża możliwość stosowania odstąpienia od wymierzenia kary, w szczególności wobec obligatoryjnej przesłanki zaprzestania naruszania prawa lub zrealizowania obowiązku zanim Prezes URE podejmie o tym wiadomość. Treść propozycji odpowiada analogicznej regulacji zawartej obecnie w art. 56 ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne.	**Uwaga częściowo przyjęta** W art. 174 ust. 2 skreśla się wyrazy: „ zanim organy, o których mowa w art. 169 ust. 1, powzięły o tym wiadomość”.
207.	Zmiana art. 174 ust. 4 pkt 1 ustawy OZE	URE	1) pkt 9 i 17 wynosi 10 000 zł; Ewentualne przyjęcie propozycji zmiany art. 170 ust. 1 należy powiązać ze zmianą w art. 170 ust. 4 pkt 1 poprzez usunięcie odwołania do art. 168 pkt 11a.	**Uwaga nieprzyjęta** Zmiana art. 170 ust. 1 polegająca na rozszerzeniu katalogu o pkt 7 nie rodzi potrzeby usunięcia pkt 11a z art. 170 ust. 4 pkt 1.
208.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184j ust. 1 ustawa OZE)	URE	Obniżanie opłat za świadczenie usługi dystrybucji dla członków klastra energii dla każdej godziny w okresie rozliczeniowym o różny udział procentowy (5 progów) w zależności od ilości energii wytworzonej z OZE i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej oraz wdrożenie tego przepisu od dnia 1 stycznia 2024 r. wymaga pogłębionej analizy. Wydaje się, że wprowadzenie przedmiotowych zasad, praktycznie wprowadzających rozliczenia godzinowe w zakresie usług dystrybucyjnych dla członków klastra, może znacznie skomplikować rozliczenia i będzie wymagać rozbudowy istniejących lub	**Uwaga przyjęta** Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Jednym z głównych zadań OIRE będzie przetwarzanie (pozyskiwanie oraz udostępnianie) danych pomiarowych uczestników rynku energii, w tym odbiorców końcowych, prosumentów oraz wytwórców OZE. Ułatwiony będzie również dostęp do informacji rynku

			budowy nowych systemów bilingowych. Przekazywanie danych godzinowych bez dedykowanego systemu informatycznego może prowadzić do wielu nieprawidłowości. W myśl ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Jednym z głównych zadań OIRE będzie przetwarzanie (pozyskiwanie oraz udostępnianie) danych pomiarowych uczestników rynku energii, w tym odbiorców końcowych, prosumentów oraz wytwórców OZE. Ułatwiony będzie również dostęp do informacji rynku energii, w tym profili pomiarowych zużycia i produkcji energii elektrycznej. Wobec powyższego, proponuje się rozważenie powiązania terminu wejścia w życie tego przepisu z wdrożeniem OIRE i CSIRE.	energii, w tym profili pomiarowych zużycia i produkcji energii elektrycznej Propozycja Prezesa URE jest więc zasadna i jej uwzględnienie eliminuje ryzyko nieprawidłowości przy przekazywaniu danych godzinowych w przypadku braku dedykowanego systemu teleinformatycznego, na co wskazał Prezes URE. W celu zapewniania spójności systemowej, przepisy dot. systemu wsparcia klastrów energii oraz rozliczeń zostały przesunięte na 2 lipca 2024 r. (założono, że dzień 1 lipca 2024 r. będzie dniem ewaluacji prawidłowości działania CSIRE). Wobec powyższego proponuje się, aby porozumienie klastra zawierało zobowiązanie do udzielenia koordynatorowi klastra przez każdego członka klastra upoważnienia do dostępu do informacji rynku energii i danych pomiarowych oraz zakres tego upoważnienia. Ponadto, projekt przewiduje odpowiedni okres vacatio legis, który umożliwi przygotowanie się uczestników do stosowania nowych przepisów.
209.	Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (art. 184k ust. 1 pkt 3 oraz art. 184k ust. 2 pkt. 3 ustawy OZE)	Lewiatan	Konieczność doprecyzowania zapisów o zdolnościach magazynowania. Zdolność magazynowania w wymiarze mocy jest zapisem nietypowym, gdyż magazynuje się energię, a nie moc. Nie do końca jasna jest intencja Ustawodawcy w tym zapisie.	**Uwaga przyjęta** Dokonano zmiany wskaźnika w projektowanej regulacji na łączną moc magazynów energii.
Ustawa – Prawo energetyczne				

210.	Art. 4 pkt 1 projektu ustawy (Art. 3 pkt 3a ustawy Prawo energetyczne)	URE	Proponuje się rozważenie czy definicji paliwa gazowego nie uzupełnić o wodór odnawialny.	**Uwaga nieprzyjęta** Wodór odnawialny na początkowym etapie rozwoju rynku będzie w przeważającym stopniu transportowany poza siecią gazową. W obecnym stanie prawnym wodór (w szerszym pojęciu) mieści się w definicji paliw gazowych, jednak wyłącznie transportowany siecią gazową. Z kolei w projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (UD382), zostanie zaproponowana definicja wodoru przesyłanego poza siecią gazową, poprzez planowaną sieć rurociągów wodorowych.
211.	Art. 4 pkt 1 projektu ustawy (Art. 3 pkt 3a ustawy Prawo energetyczne	Lewiatan	definicja paliw gazowych w kontekście gazu z odmetanowania kopalń Mamy wątpliwość, czy obecna definicja paliw gazowych zawiera również gaz z odmetanowania kopalń. W naszej ocenie przy okazji zmian w definicji paliw gazowych wartościowe będzie rozważenie tego problemu, z uwagi na brzmienie definicji sieci gazowej zawartej w rozporządzeniu w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie - §2 pkt 27) ww. rozporządzenia stanowi, że: sieć gazowa - obiekty sieci gazowej połączone i współpracujące ze sobą, służące do transportu gazu ziemnego.	**Uwaga nieprzyjęta** Proponowana zmiana wykracza poza zakres regulacji.
212.	Art. 4 pkt 1 lit. b projektu ustawy (Art. 3 pkt 20i ustawy Prawo	URE	Proponuje się doprecyzować definicję ciepła odpadowego projektu poprzez przesądzenie czy definicja ta obejmuje również ciepło użytkowe w kogeneracji (art. 3 pkt 34 ustawy - Prawo energetyczne).	**Uwaga wyjaśniona** Uwaga nie może być zaakceptowana, ponieważ ciepło odpadowe i ciepło użytkowe z kogeneracji to dwie różne kwestie. Ciepło z kogeneracji, na razie nie jest przez UE uznawane jako ciepło odpadowe.

	energetyczne)			
213.	Dodanie art. 3 ust. 20i ustawy Prawo energetyczne	Lewiatan	definicja ciepła i chłodu odpadowego W naszej ocenie definicja ciepła odpadowego i chłodu odpadowego jest dość nieprecyzyjna, co może budzić liczne wątpliwości, np. związane z parametrami takiego ciepła i ich wpływem na pracę sieci, czy też związane z kwalifikacją ciepła produkowanego z metanu z odmetanowania kopalń jako ciepła odpadowego. W naszej ocenie ciepło produkowane z metanu z odmetanowania kopalń powinno być traktowane jako ciepło odpadowe i w celu uniknięcia wątpliwości powinno znaleźć bardziej bezpośrednie odzwierciedlenie w projektowanej definicji. Przepisy prawne powinny maksymalizować rozwój i wykorzystanie ciepła odpadowego.	**Uwaga nieprzyjęta** Nie ma możliwości uznania ciepła wytworzonego z gazu pochodzącego z odmetanowania kopalni jako ciepło odpadowe. Jest to nadal paliwo kopalne i jego przekształcenie na energię nie zmienia faktu, że ciepło nie będzie ciepłem odpadowym, bowiem zostanie wytworzone z zamiarem dostarczenia go do odbiorców. *„20i) ciepło odpadowe i chłód odpadowy – oznacza niemożliwe do uniknięcia ciepło lub chłód, które są wytwarzane jako produkt uboczny w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii lub w sektorze usług i które bez dostępu do systemu ciepłowniczego lub chłodniczego pozostałyby niewykorzystane, rozpraszając się w powietrzu lub w wodzie, w przypadku gdy jest lub będzie wykorzystywana kogeneracja lub gdy wykorzystanie kogeneracji nie jest możliwe;”.*
214.	Art. 4 pkt 2 lit. b projektu ustawy (Art. 5 ust. 2c Prawo energetyczne)	Lewiatan	Należy zastanowić się, czy zgodnie z proponowanymi zapisami istnieć będzie możliwość zawierania umów z dostawcami zagranicznymi. Wydaje się, że zgodnie z proponowanym brzmieniem przepisu nie ma możliwości zawarcia umowy z dostawcą nie przyłączonym do KSE, co oznacza potencjalne ograniczenie dostawców zagranicznych.	**Uwaga nieprzyjęta** Zgodnie z zasadą swobody umów podmioty, w tym zagraniczne, mogą ustalać swoje zobowiązania we własnym zakresie. Wprowadzone przepisy regulują kwestię fizycznej dostawy energii na podstawie umowy PPA z uwagi na wymogi wynikające z konieczności wykorzystania KSE.
215.	Zmiana art. 7a ustawa Prawo	Lewiatan	3b. Zgoda Prezesa Urzędu regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymagana w przypadku:	**Uwaga nieprzyjęta**

	energetyczne		1) budowy gazociągu bezpośredniego, który zaopatrywać będzie w biogaz wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę gazociągu bezpośredniego; 2) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego biogaz do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci gazowej; 3) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego do odbiorcy końcowego biogaz niespełniający standardów jakościowych operatora systemu dystrybucyjnego gazowego <u>Uzasadnienie:</u> Obecne przepisy regulujące kwestie gazociągów bezpośrednich nie są adekwatne do oczekiwań rynkowych, zwłaszcza sektora biogazowego. Aktualna wysoka cena ciepła spowodowana wysokimi cenami paliw kopalnych powoduje, iż instalacje biogazowe coraz częściej oferują sprzedaż biogazu w formie pierwotnej (bez uzdatniania), który jest wykorzystywany do produkcji ciepła np. w budynkach inwentarskich, szklarniach. Dodatkowo zauważalna jest również sytuacja sprzedaży nadwyżek biogazu wytworzonej w instalacji do podmiotów, którzy wykorzystują paliwo do wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji w ramach systemu FiT/FiP. Wszystkie jednak te działania póki co nie są uregulowane prawnie. Większość inwestorów w toku realizacji opiera się na przepisach jak w przypadku przyłączy. Nie są to jednak przepisy adekwatne to wyżej wymienionej sytuacji.	Uwaga wykracza poza zakres regulacji UC99 i wymaga przeprowadzenia dodatkowej oceny skutków proponowanej regulacji.

			Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 02 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (t.j. Dz. U. z 2014 r., poz. 1059), przyłącza gazowe są definiowane jako: „odcinek sieci od gazociągu zasilającego armatury odcinającej służący do przyłączenia do sieci gazowej urządzeń lub instalacji podmiotu przyłączanego”. Projekty biogazowe realizowane są często za pośrednictwem spółek celowych, które są oddzielną osobowością prawną w stosunku do podmiotów, który są głównym dostawcą substratu (np. gospodarstwo rolne zajmujące się produkcją zwierzęcą). Niemniej jednak bardzo często występują ścisłe powiązania właścicielskie pomiędzy tymi działalnościami, a prowadzenie dwóch odrębnych podmiotów jest często związane z chęcią zachowania przejrzystości w rachunkach księgowych lub po prostu niemożnością prowadzenia działalności wytwórczej w ramach gospodarstwa rolnego. Niemniej jednak należy zauważyć, iż mimo takiego podziału prawnego, pomiędzy podmiotami zachodzi wykorzystanie części energii elektrycznej wytworzonej w ramach biogazowni. Trend ten będzie się nasilał wraz ze wzrostem końcowej ceny dla odbiorcy końcowego (ze wszystkimi opłatami dystrybucyjnymi, mocowymi itp.). Należy również pamiętać, iż jest to zgodne z zamierzeniem ustawodawcy, który w taryfach gwarantowanych premiuje wprost energię niezużytą. Proponuje się więc uregulowanie kwestii gazociągu bezpośredniego oraz linii energetycznych bezpośrednich w sposób jak najbardziej transparenty, a jednocześnie łatwy dla Inwestora. Wszelkie działania odwrotne nie	

			przyczynią się wcale do zaniechania realizacji powyższych działań, ale wprost odwrotnie, będą konsekwentnie coraz częściej wykonywane z pominięciem obecnych, skomplikowanych regulacji.	
216.	Art. 4 pkt 6 projektu ustawy (Art. 7b ust. 3f Prawo energetyczne)	Lewiatan	3f. W przypadku rozwiązania umowy, o którym mowa w ust. 3e, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć podmiot, o którym mowa w tym przepisie, kosztami likwidacji elementów sieci ciepłowniczej w szczególności węzła cieplnego lub przyłącza **oraz kosztami związanymi z ustanowieniem, zachowaniem, wykonywaniem i zniesieniem tytułu prawnego, w szczególności służebności przesyłu, niezbędnego do uprzedniego umieszczenia likwidowanych elementów sieci ciepłowniczej w obrębie nieruchomości objętej tym tytułem prawnym**, jeżeli ich utrzymywanie może prowadzić do znaczącego pogorszenia warunków technicznych i charakterystyki funkcjonowania systemu ciepłowniczego, w tym w szczególności związanych z hydrauliką sieci lub do wzrostu opłat za dostarczanie ciepła, ponoszonych przez odbiorców końcowych przyłączonych do tego systemu.	**Uwaga nieprzyjęta** Proponowane w projekcie brzmienie obejmuje szeroko prawo przedsiębiorstwa do obciążenia podmiotu kosztami likwidacji elementów sieci ciepłowniczej związane z jego odłączeniem. Wyszczególnianie odrębnie kosztów ustanowienia tytułu prawnego dla likwidowanych elementów sieci nie znajduje uzasadnienia.

			energetyczne może obciążyć podmiot, o którym mowa w tym przepisie, kosztami likwidacji elementów sieci ciepłowniczej, natomiast mamy uzasadnione wątpliwości, czy wskazany zakres obejmuje również projektowany i budowany cały nowy odcinek sieci ciepłowniczej. Duże przyłączenia obejmują bowiem często również budowę całych nowych odcinków sieci ciepłowniczej, gdzie przyłącze stanowi jedynie niewielki element sieci ciepłowniczej. W aktualnym brzmieniu projektowany przepis nie obejmuje swoim zakresem innych istotnych kosztów, w tym przede wszystkim kosztów ustanowienia służebności przesyłu i innych praw obligacyjnych. Dlatego postulujemy rozszerzenie katalogu kosztów o koszty związane z ustanowieniem tytułu prawnego.	
217.	Art. 4 pkt 6 projektu ustawy (Art. 7b ust. 3g Prawo energetyczne)	Lewiatan	Przepis wymaga doprecyzowania. Zgodnie z projektowanym przepisem: *jeżeli odbiorca zaprzestaje zakupu ciepła przed upływem okresu niezbędnego do zachowania ekonomicznych warunków przyłączenia, obowiązany jest do zwrotu przedsiębiorstwu energetycznemu niezamortyzowanej części rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia (...).* Przytoczone sformułowanie nie obejmuje swoim zakresem innych istotnych kosztów, w tym kosztów ustanowienia służebności przesyłu i innych praw obligacyjnych. Ponadto, mamy wątpliwość, czy pod pojęciem „nakłady” należy rozumieć koszty opisane w ustępie poprzedzającym.	**Uwaga nieprzyjęta** Wszystkie koszty powinny być uwzględnione w ocenie warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci, co wyznacza okres niezbędny do zwrotu poniesionych nakładów. Ustęp poprzedni nie odnosi się do nakładów, tylko do ewentualnych kosztów wynikających z likwidacji już pobudowanego przyłącza. W zakresie korekty redakcyjnej, dodać należ odniesienie do ust. 3e.

218.	Uchylenie art. 9c ust. 12 ustawy prawo energetyczne	URE	Proponuje się uchylenie art. 9c ust. 12 ustawy - Prawo energetyczne. Według Tomasza Jaroszyńskiego: „uzupełnienie treści art. 9c p.e. o ust. 10-12 wynika z konieczności wdrożenia do polskiego systemu prawnego postanowień dyrektywy 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych, Dz. Urz. WE L 283, 27.10.2001 r. (dyr. 2001/77/WE). Wprowadzony w art. 9c ust. 12 p.e. obowiązek informacyjny operatora systemu elektroenergetycznego wobec Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki ma związek z nowymi obowiązkami tego organu określonymi w nowym art. 24 ust. 2 p.e. Należy wskazać, iż w myśl tego przepisu w corocznym sprawozdaniu Prezesa URE musi się znaleźć ocena zgodności z zobowiązaniami wynikającymi z umów międzynarodowych podjętych działań zmierzających do realizacji celów w zakresie udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w krajowym zużyciu energii elektrycznej w kolejnych dziesięciu latach. Zgodnie z art. 9f ust. 4 p.e. minister właściwy do spraw gospodarki na podstawie raportu Prezesa URE co dwa lata sporządza raport zawierający analizę realizacji tych celów.”patrz:T. Jaroszyński [w:] Prawo energetyczne. Komentarz do zmian wprowadzonych ustawą z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy - Prawo ochrony środowiska, LEX/el. 2004,	**Uwaga przyjęta**

			art. 9(c). Natomiast, art. 24 ust. 2 ustawy Prawo energetyczne został uchylony ustawą z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2013 poz. 984).	
219.	Art. 4 pkt 8 projektu ustawy (Art. 10d ustawy prawo energetyczne)	URE	W zaproponowanym rozwiązaniu nie nałożono na przedsiębiorstwa ciepłownicze obowiązku udostępniania danych mogących faktycznie przyczynić się do sporządzenia oceny potencjału systemu ciepłowniczego. Powyższe może powodować problemy we wzajemnej współpracy pomiędzy przedsiębiorstwami. Przedsiębiorstwa ciepłownicze mogą również nie chcieć udostępnić danych handlowych i technicznych, zasłaniając się tajemnicą przedsiębiorstwa.	**Uwaga przyjęta** W ust. 3 wskazano obowiązek przekazywania przez dystrybutorów ciepła lub chłodu informacji niezbędnych do sporządzenia oceny przez OSD.
220.	Art. 4 pkt 8 projektu ustawy (Art. 10d ust. 3 Prawo Energetyczne	Lewiatan	Przepis wymaga doprecyzowania. W projektowanym przepisie brak jest narzucenia obowiązku współpracy operatorów przesyłowych i dystrybucyjnych ciepła. Brak obowiązku współpracy może spowodować brak sporządzenia oceny przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.	**Uwaga przyjęta** W ust. 3 nałożono obowiązek na dystrybutora ciepła przekazywania do OSD niezbędnych informacji do wykonania przedmiotowej oceny.
221.	Art. 4 pkt 8 projektu ustawy (Art. 10d ust. 4 Prawo Energetyczne	Lewiatan	Przepis wymaga doprecyzowania. Mamy istotną wątpliwość, czy obowiązek zwolnienia z taryfowania ma dotyczyć wyłącznie źródeł OZE i ITPOK, czy też wszystkich źródeł ciepła o mocy cieplnej zainstalowanej poniżej 5MW, niezależnie od rodzaju paliw, jakimi są opalane (spełniających warunek, że cena ciepła niższa od ceny referencyjnej).	**Uwaga nieprzyjęta** Wskazana wątpliwość nie odnosi się do art. 10d ust 4 uPE

222.	Art. 4 pkt 12 projektu ustawy (Art. 45 ust. 1 pkt 1b ustawy prawo energetyczne)	URE	Proponowany przepisu nie określa jednoznacznie czy dotyczy wszystkich przedsiębiorstw energetycznych, czy tylko zajmujących się dystrybucją ciepła, czy również przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub dystrybucją paliw gazowych. Niezależnie od powyższego należy zauważyć, że niniejszy zapis odbiera w istotnej części kompetencje PURE w zakresie ustalania uzasadnionego poziomu zwrotu z kapitału.	**Uwaga nieprzyjęta** *„1b) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania jednostek wytwórczych stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii, w których wytwarzane jest ciepło, oraz instalacji, w których zagospodarowywane jest ciepło odpadowe, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%;”* Konstrukcja przepisu umieszczonego w art. 45 (taryfy), daje możliwość uwzględniania kosztów uzasadnionych oraz co najmniej określonego poziomu stopy zwrotu z zaangażowanego kapitału każdemu przedsiębiorstwu przedstawiającemu Prezesowi URE taryfę do zatwierdzenia, które spełni wskazane przesłanki. Na pewno będą to dystrybutor i wytwórca ciepła, ale może skorzystać z przepisu OSD w swojej taryfie, jeżeli np. zagospodaruje ciepło odpadowe. Prezes URE ma możliwość uwzględnić większą stopę zwrotu z zaangażowanego kapitału niż 7%.
223.	Art. 4 pkt 13 lit. a projektu ustawy (Art. 47 ust. 1c ustawy prawo energetyczne)	URE	„1c. Nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW: 1) w których ceny ciepła stosowane przez przedsiębiorstwo energetyczne są niższe od obowiązującej średniej ceny sprzedaży ciepła, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c, dla źródła ciepła zużywającego tego samego rodzaju paliwo	**Uwaga wyjaśniona** Ten przepis ma promować jednostki wytwarzające ciepło, które stanowią odnawialne źródła energii. Przy uwzględnianiu porównania do średniej ceny ciepła, dopuszczając do tego wytwarzanie ciepła na bazie energii elektrycznej przy usunięciu obowiązkowego udziału OZE – tego warunku promowania „zielonego ciepła” nie spełni się.

			lub 2) które dostarcza ciepło z indywidualnego źródła ciepła w obiekcie, charakteryzujące się współczynnikiem nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej nie wyższym niż 0,8 lub pompy ciepła lub ogrzewania elektrycznego.”. Uzasadnienie: Proponuje się modyfikację projektowanego art. 47 ust. 1c . Obecne brzmienie proponowanego przepisu projektu wskazuje, że przedsiębiorstwo energetyczne zwolnione jest z przedłożenia do zatwierdzenia taryfy dla źródła o mocy zainstalowanej cieplnej do 5 MW spełniających warunek określony w art. 7b ust. 3 pkt 1 i 2. Użycie spójnika „i” oznacza, że warunki z obu punktów muszą być spełnione kumulatywnie. Spójnik „albo” występujący po punkcie 1 nie ma bowiem zastosowania w odniesieniu do warunków jakie ma spełnić źródło na potrzeby zwolnienia z zatwierdzania taryf – ma on wyłącznie znaczenie na potrzeby oceny przesłanek wymaganych do stwierdzenia okoliczności wskazanych w art. 7b ust. 3. Dlatego też proponuje wprowadzenie spójnika „lub”. Ponadto, z treści przepisu wynika, że nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla źródła o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, w którym cena jest równa lub wyższa od obowiązującej średniej ceny sprzedaży ciepła, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c, dla źródła ciepła zużywającego tego samego rodzaju paliwo.	

			W konsekwencji zachowany zostaje obowiązek zatwierdzania taryf dla źródeł do 5 MW, w których ceny ciepła są niższe od obowiązującej średniej ceny sprzedaży ciepła.	
224.	Art. 4 pkt 13 lit. b projektu ustawy (Art. 47 ust. 2f (1) ustawy prawo energetyczne)	URE	Redakcja przepisu zawartego w art. 4. pkt 13 lit b projektu wskazująca na warunek jaki musi wykazać przedsiębiorstwo dla zmiany sposobu kalkulacji taryf tj. „brak możliwości kształtowania cen i stawek opłat przy zastosowania wskaźnika referencyjnego i średnich cen sprzedaży ciepła w przyszłości" wydaje się błędna. Przepis powinien zakładać, by przedsiębiorstwo, które raz zmieniło sposób kalkulacji taryf z metody uproszczonej, nie miało możliwości powrotu do niej. Ponadto, to ustawodawca powinien określać ramy i sposób kalkulacji taryf dla określonych grup przedsiębiorstw energetycznych. Przedsiębiorstwo nie powinno mieć możliwości swobodnego wyboru sposobu kalkulacji taryf. Zezwolenie na taki wybór prowadzi bowiem do sytuacji, w której przedsiębiorstwa prowadzące tożsamy rodzaj działalności ciepłowniczej kalkulują taryfy w sposób odmienny, bez spełnienia obiektywnych przesłanek a wyłącznie w oparciu o własny wybór. Należy także mieć na względzie, że w efektem przejścia przedsiębiorstwa z kalkulacji taryf metoda uproszczoną na metodę kosztową będzie znaczny, skokowy wzrost cen i stawek. W konsekwencji także obciążenia URE przy zatwierdzaniu tych taryf będzie znacznie większe niż przy weryfikacji taryfy kalkulowanych metodą uproszczoną – co musi mieć odzwierciedlenie w ocenie skutków projektowanych przepisów i przewidywać	**Uwaga częściowo przyjęta** – zaproponowano nowe sformułowanie przepisu Propozycja korekty uściślającej brak możliwości odwrotnej zmiany sposobu kształtowania taryfy przez przedsiębiorstwo *„2f1. Przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f, opracowując taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6. Odstępując od tego sposobu kalkulacji, przy opracowywaniu kolejnych taryf dla ciepła, przedsiębiorstwo to nie stosuje sposobu kształtowania cen i stawek opłat, o którym mowa w ust. 2f."*

			przyznanie PURE dodatkowych środków na zwiększenie zatrudnienia i wynagrodzenia.	
Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji				
225.	Art. 5 ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji	URE	Przepis przewiduje wprowadzenie regulacji, zgodnie z którą wytwórca energii elektrycznej, który będzie występował o gwarancję pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnym układzie kogeneracyjnym wykorzystującym OZE, będzie otrzymywał jedną gwarancję pochodzenia energii zgodnie z art. 81 ust. 1 Ustawy CHP oraz z art. 120 ust. 1 ustawy OZE. Zapis ten jest niekorzystny dla instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną w jednostkach kogeneracji. Należy w tym miejscu podkreślić, że zgodnie z art. 83 ust. 2 ustawy CHP Prezes URE wydaje gwarancję pochodzenia w terminie 60 dni od dnia otrzymania sprawozdania, o którym mowa w art. 77 ust. 1 ustawy CHP. Powyższe regulacje sprawiają, że gwarancje pochodzenia CHP mogą być wydane nie wcześniej niż po zakończeniu danego roku kalendarzowego w oparciu o sprawozdanie roczne, w którym wytwórca obowiązany jest między innymi wykazać jaka cześć wytworzonej energii (i wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej – w kontekście gwarancji pochodzenia energii z kogeneracji) pochodziła z wysokosprawnej kogeneracji. Prezes URE wydaje jedną gwarancję pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w odniesieniu do całego roku. Z kolei ustawa OZE nie przewiduje konieczności określenia (udowodnienia – na podstawie obliczeń opartych o wskazania urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych w	**Uwaga przyjęta** Ze względu na wagę oraz ilość uwag zgłoszonych w tym obszarze oraz opcjonalny charakter ujednolicenia tych dwóch systemów gwarancji pochodzenia w Dyrektywie RED II, usuwa się zaproponowane przepisy.

			taki sposób, aby monitorować strumienie energii wchodzące do jednostki kogeneracji oraz z niej wychodzące) średniorocznej oszczędności energii pierwotnej oraz średniorocznej sprawności ogólnej, o których mowa w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 58 ustawy CHP (tj. rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 23 września 2019 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania z systemu wsparcia oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, Dz.U. z 2019 poz. 1851, dalej: „Rozporządzenie") przez instalacje OZE wytwarzające energię elektryczną w jednostkach kogeneracji w przypadku ubiegania się przez wytwórców o gwarancje pochodzenia energii elektrycznej, o których mowa w Ustawie OZE. Z uwagi na ww. specyfikę regulacji w przedmiocie wydawania gwarancji pochodzenia z wysokosprawnej kogeneracji zachodzą sytuacje, w której określony wytwórca będzie uprawniony do otrzymania gwarancji pochodzenia na gruncie przepisów ustawy OZE, ale nie spełni wymagań, aby móc uznać wytworzoną (i wprowadzoną do sieci elektroenergetycznej) energię elektryczną za pochodzącą z wysokosprawnej kogeneracji, z uwagi na brak spełnienia wymagań określonych w definicji wysokosprawnej kogeneracji zawartej w art. 3 pkt 38 ustawy - Prawo energetyczne, lub też części tej energii – w przypadku spełnienia ww. wymagań dot. oszczędności energii pierwotnej, ale nie osiągnięcia określonej wartości średniorocznej sprawności ogólnej, wymaganej przepisami Rozporządzenia dla danego typu urządzeń (na podstawie pkt 1.3 w związku z pkt 1.2 Załącznika	

			do Rozporządzenia). Innym istotnym aspektem, który wymaga podkreślenia jest fakt, że na gruncie obecnie obowiązujących przepisów, w oparciu o przepisy ustawy OZE, Prezes URE wydaje gwarancję pochodzenia w terminie 30 dni od dnia przekazania przez OSD elektroenergetycznego lub OSP elektroenergetycznego wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia (a więc gwarancje pochodzenia mogą być wydawane za każdy miesiąc wytwarzania energii elektrycznej w instalacji OZE). Natomiast wydanie gwarancji pochodzenia z wysokosprawnej kogeneracji możliwe jest wyłącznie w terminie wynikającym z art. 83 ust. 2 Ustawy CHP, a zatem wprowadzenie art. 5 projektu mogłoby być odczytywane jako działanie na szkodę wytwórcy.	
Ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych				
226.	Art. 6 pkt 3 projektu ustawy (Art. 16 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych)	URE	Zmieniany przepis miał zastosowanie do decyzji wydanych do 30 czerwca 2021r. i nie powinien w związku z tym być nowelizowany.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych,

				pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.
227.	Art. 6 pkt 4 i 7 projektu ustawy (art.. 18 w zw. z art. 38 ust. 5 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych)	URE	Poddaje pod rozważenie prawidłowość zawarcia odwołania do art. 38 ust. 5. Zauważyć należy, że cena określona w decyzji o której mowa w art. 18 może różnic się od ceny maksymalnej wskazanej w art. 16, natomiast przepis powinien precyzyjnie wskazać jak wstecznie zwaloryzować cenę z decyzji o której mowa w art. 18	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.
228.	Art. 6 pkt 6 projektu ustawy (art.. 30 ust. 9 pkt 6 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych)	URE	"6) warunki zawieszenia dostępu do internetowej platformy aukcyjnej" Uzasadnienie: Proponuje się wprowadzenie przepisu o treści analogicznej do obecnie funkcjonujących przepisów ustawy OZE w zakresie systemu aukcyjnego (obsługa zmian właścicielskich jest precyzowana w regulaminie aukcji).	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego

				procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.
Przepisy przejściowe i zmiany przepisów innych ustawy				
229.	Art. 7 Projektu ustawy	URE	Prawo energetyczne wyłącza plany rozwoju dla ciepła z pod uzgodnienia przez Prezesa URE. Organ nie posiada kompetencji do uzgadniania ich w formie decyzji. Proponuje się modyfikację przepisu tak, aby z jego treści wykluczyć konieczność uzgadniania tych planów. Ponadto, użyty w ust. 6 warunek odmowy uzgodnienia planu rozwoju ze względu na "niezgodności planu rozwoju z obowiązującymi przepisami" jest nieprecyzyjny.	**Uwaga przyjęta** Przepis został przeredagowany tak, żeby bezdyskusyjnie wynikał z niego obowiązek uzgadniania planów rozwoju w części dotyczącej spełnienia kryteriów energetyczne efektywnego systemu ciepłowniczego do 31 grudnia 2025 r.
230.	Art. 21 Projektu ustawy	URE	Art. 21. Do rozliczenia obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 za 2022 r., w okresie od dnia 1 lipca 2022 r. do dnia 30 czerwca 2023 r., stosuje się przepisy art. 47 ust. 2 i 7 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą. Uzasadnienie: Proponuje się doprecyzowanie treści przepisu poprzez odniesienie wprost do roku 2022, którego dotyczy obowiązek.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.
231.	Art. 23 ust. 1 Projektu ustawy	URE	Jeżeli intencją ustawodawcy jest możliwość skorzystania przez wytwórców o których mowa w tym przepisie z przedłużenia terminu na podstawie art. 79a ustawy OZE w związku z ogłoszeniem	**Uwaga bezprzedmiotowa.**

			stanu epidemii to proponuje się wskazać to wprost w treści tego przepisu.	Przepisy zostały przeniesione do ustawy o szczególnej ochronie odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu.
232.	Art. 23 ust. 3 Projektu ustawy	URE	"3. Wytwórca, o którym mowa w ust. 1, zmieniając termin sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii przedkłada zaktualizowaną gwarancję bankową, o której mowa w art. 70b ust. 6 lub 78 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1, o ile została ustanowiona dla tej instalacji, której ważność została przedłużona co najmniej o okres wynikający z terminu określonego z art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a tiret pierwszy ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą" Uzasadnienie: Zgodnie z art. 23 ust. 1 wytwórca określa termin sprzedaży po raz pierwszy energii wytworzonej w instalacji oze zgodnie z art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a tiret pierwszy w brzmieniu nadanym projektowaną ustawą - wobec czego ważność gwarancji powinna zostać wydłużona wprost do tego terminu.	**Uwaga bezprzedmiotowa.** Przepisy zostały przeniesione do ustawy o szczególnej ochronie odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu.
233.	Art. 31 Projektu ustawy	URE	Artykuł reguluje kwestię obowiązywania dotychczasowych przepisów wykonawczych podczas, gdy w treści przepisu znajdują się odwołania do aktów prawnych jeszcze nie wydanych (art. 184h ust. 1 uOZE).	**Uwaga bezprzedmiotowa** Przedmiotowe przepisy wykonawcze zostały już wydane.
234.	Art. 33 Projektu ustawy	URE	Zauważyć należy, że przepis odnosi się do art. 70b ust. 8 ustawy, którego zmiany projekt nie przewiduje, a przedłużenie systemu FIT/FIP zostało niedawno zgłoszone do KE. Natomiast w przepisie nie przewidziano zawieszenia stosowania przepisów art. 83b-83l dotyczących wsparcia	**Uwaga kierunkowo przyjęta.** W przepisie skorygowano zawieszenie przepisu art. 70b ust. 8 na art. 70b ust. 16. W oparciu o tą i inne uwagi wprowadzono zawieszenie przepisu art. 83b ust. 2. Dodatkowo, w kontekście przepisów, o których mowa

			operacyjnego w systemie aukcyjnym. Ponadto, ograniczenie stosowania w ramach systemów, o których mowa w art. 70g-70j dotyczy wyłącznie art. 70h ust. 5, podczas gdy zawieszenie powinno objąć cały system. Na koniec należy podkreślić, że jeśli intencją projektodawcy było zawieszenie przepisów nie tylko dla systemu aukcyjnego (zawieszenie art. 74 ust. 7) lecz także dla systemów FIT/FIP, to należy zawiesić również stosowanie co najmniej art. 70b ust. 16	w art. 70g-70j zawieszono przepis art. 70h ust. 1, gdyż przepis ust. 5 odnosi się do wydania zaświadczenia przez Prezesa URE, a pierwszym możliwym wejściem do systemu jest złożenie deklaracji, o której mowa w ust. 1.
235.	Dodanie art. 2 ustawy o efektywności energetycznej	URE	Proponuje się dodanie w art. 2 ustawy o efektywności energetycznej punktu 18 w brzmieniu:„18) mikroinstalacja – instalację w rozumieniu art. 2 pkt 19 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2021 poz. 610, 1093, 1873 i 2376)).”	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga wykracza poza obszar projektowanej regulacji.
236.	Zmiana art. 10 ustawy o efektywności energetycznej	URE	Proponuje się zmianę art. 10 ust. 2 pkt 1 ustawy o efektywności energetycznej poprzez nadanie brzmienia „ 1) przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, za wyjątkiem wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji, lub obrotu energią elektryczną, ciepłem lub gazem ziemnym i sprzedające energię elektryczną, ciepło lub gaz ziemny odbiorcom końcowym przyłączonym do linii bezpośredniej, o której mowa w art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne lub sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej;". Proponowane zmiany w art. 2 i 10 ustawy o efektywności energetycznej wynikają z dynamicznego przyrostu mikroinstalacji, a także działań ustawodawcy zmierzających do ograniczania obciążeń administracyjnych względem tego typu instalacji OZE. Wobec tego	**Uwaga nieprzyjęta** Uwaga wykracza poza obszar projektowanej regulacji.

			zasadne jest ich wyraźne, ustawowe wyłączenie spod obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 tej ustawy.	
237.	Art. 28 ust. 1 projektu ustawy	Prokuratoria Generalna Rzeczypospolitej Polskiej	**Propozycja:** W art. 28 ust. 1 projektu ustawy proponuje się wprowadzić zasadę bezpośredniego działania ustawy nowej we wszczętych i niezakończonych do dnia wejścia w życie tej ustawy sprawach wydania pozwoleń na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów, a ponadto w sprawach uzgodnień dotyczących zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów. W projektowanym stanie prawnym przesłanką wydania pozwolenia ma być uzyskanie wstępnych warunków przyłączenia, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, warunków przyłączenia albo umowy lub umów o przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej dla morskiej farmy wiatrowej, co nie było przesłanką wydania pozwoleń w dotychczasowym stanie prawnym. Zgodnie z art. 28 ust. 2 projektu wnioskodawca będzie zobowiązany do odpowiedniego uzupełnienia wniosku o wydanie pozwolenia na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów lub wniosku o wydanie uzgodnienia, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Nieuzupełnienie w terminie wniosku jest podstawą umorzenia postępowania. **Uzasadnienie:** W toku toczącego się postepowania inwestor będzie zatem obowiązany spełnić ww. warunek w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej	**Uwaga bezprzedmiotowa** Przepisy zmieniające ustawę z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2022 r. poz. 457) w zakresie w jakim zostały uwzględnione w ustawie z dnia 7 lipca 2022 r. o zmianie ustawy o bezpieczeństwie morskim oraz ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. poz. 1604) zostały wykreślone z projektu i przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu.*

			ustawy. Natomiast zgodnie z art. 50 ust. 2 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych lub jego elementów, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane wydać warunki przyłączenia albo wstępne warunki przyłączenia w terminie 150 dni od dnia złożenia wniosku. Projektowany przepis może doprowadzić do sytuacji, w której inwestor, nie będzie w stanie – nie z własnej winy – spełnić wymagań wynikających z nowej ustawy. W związku z powyższym proponujemy odpowiednie wydłużenie przewidzianego w art. 28 ust. 2 projektu terminu na uzupełnienie wniosku lub wprowadzenie zawieszenia biegu terminu do czasu uzyskania niezbędnych dokumentów.	
238.	Nowy artykuł w przepisach przejściowych	Lewiatan	Proponuje się dodanie w projekcie, w przepisach przejściowych, artykułu o następującym brzmieniu: 1. Wytwórca, o którym mowa w art. 70a ust. 1 lub 2, którego oferta wygrała aukcję, o której mowa w art. 72, , rozstrzygniętą przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, może złożyć deklarację, o której mowa w art. 70b ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1. 2. W przypadku uzyskania przez wytwórcę, o którym mowa w ust. 1, zaświadczenia, o którym mowa w art. 70b ust. 8: 1) Przyjmuje się, iż w przypadku instalacji wytwórcy, o którym mowa w ust. 1, za stałą cenę, o której mowa w art. 70e ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, przyjmuje się cenę skorygowaną, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10 ustawy zmienianej w art. 1, obowiązującą na dzień uzyskania zaświadczenia, o którym mowa w ust. 1.	**Uwaga nieprzyjęta** W opinii Ministerstwa Klimatu i Środowiska wytwórca wchodząc do aukcyjnego systemu wsparcia i zobowiązując się do rozliczenia obowiązku sprzedaży energii w postaci biogazu w ilości oraz cenie określonej przez niego w ofercie, powinien być zobligowany do jej dochowania, nie zaś migracji do alternatywnych mechanizmów i zmiany warunków wsparcia oraz profilu produkcji. Przedmiotowy projekt przewiduje jednocześnie uwzględnienie na korzyść wytwórcy sytuację, w której wytworzony biogaz wykorzystany został do wytworzenia biometanu, co tym samym zabezpiecza jego funkcjonowanie w ramach systemu aukcyjnego w tego typu okolicznościach.

			2) Prawa i obowiązki tego wytwórcy wynikające ze złożenia oferty, która wygrała aukcję, wygasają z końcem kwartału następującego po kwartale, w którym wytwórca uzyskał to zaświadczenie. 3. W przypadku, o którym mowa w ust. 2, wytwórca rozpoczyna sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej na zasadach określonych w art. 70a ust. 1 lub 2, z początkiem drugiego kwartału następującego po kwartale, w którym wytwórca uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8 ustawy zmienianej w art. 1. Proponuje się za wprowadzenie przepisów umożliwiających migrację projektów biogazowych funkcjonujących w systemie aukcyjnym na system taryf gwarantowanych. Uelastycznienie obowiązku spowoduje możliwość, iż za parę lat mogą zmienić profil produkcji na biometan. W dotychczasowych deklaracjach ze strony ówczesnego Ministerstwa Energii padały zapewnienia dotyczące możliwości przekwalifikowania się instalacji kogeneracyjnych na biometanownie oraz wypełnienie zobowiązania produkcji energii elektrycznej w postaci biometanu. Wskutek zmiany założeń systemu wsparcia biometanu proponuje się umożliwienie już funkcjonującym biogazowniom zrezygnowanie z obliga aukcyjnego, a następnie wybranie profilu działalności.	
239.	Nowy art. po art. 6 projektu ustawy dot. ustawy	Lewiatan	Proponujemy dodanie przepisów likwidujących bariery administracyjne dla elektrowni wodnych w ustawie Prawo wodne. Propozycja przepisów:	**Uwaga nieprzyjęta** Propozycja wykracza poza zakres regulacji i powinna być przedmiotem konsultacji oraz opiniowania.

	Prawo wodne		Art. 6a. W ustawie z dnia 20 lipca 2017 – Prawo wodne (Dz. U. 2017 poz. 1566 z późn. zm.): 1) w art. 265 dodaje się ust. 7a, 17 i 18 w brzmieniu: „**7a. W przypadku, o którym mowa w ust. 7 pkt 3 okres dzierżawy nieruchomości na cele prowadzenia przedsięwzięć związanych z energetyką wodną jest równy okresowi na jaki wydano pozwolenie wodnoprawne.** **17. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, wysokość opłat rocznych za oddanie w dzierżawę nieruchomości niebędących mieniem, o którym mowa w art. 261 ust. 1, których oddanie w dzierżawę nastąpiło w drodze bezprzetargowej na cele prowadzenia przedsięwzięć związanych z energetyką wodną.** **18. W przypadku poniesienia przez podmiot biorący w dzierżawę, o której mowa w ust. 17 nakładów inwestycyjnych związanych z poprawą stanu technicznego oddawanej w dzierżawę nieruchomości, zwalnia się ten podmiot z opłat za oddanie w dzierżawę do czasu zwrotu tych nakładów inwestycyjnych**.” 2) art. 400 ust. 1 nadać brzmienie: **„**1. Pozwolenie wodnoprawne **wydaje się w terminie 60 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku o wydanie pozwolenia wodnoprawnego,** w drodze decyzji na czas określony, nie dłuższy niż 30 lat, liczony od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna.”	

			3) w art. 414 ustawy Prawo wodne ust. 2-10 otrzymują brzmienie: „2. Pozwolenia wodnoprawne, o których mowa w art. 389 pkt 1–3, nie wygasają, jeżeli zakład w terminie 90 dni przed upływem okresu, o którym mowa w ust. 1 pkt 1**, złoży wniosek określający dla których usług wodnych lub których rodzajów szczególnego korzystania z wód pozwolenie ma być przedłużone;** **Ust. 3.uchyla się** 4. Jeżeli wniosek, o którym mowa w ust. 2, jest niekompletny, organ właściwy w sprawach pozwoleń wodnoprawnych wzywa do jego uzupełnienia w terminie 14 dni. 5. W przypadku braku uzupełnienia, o którym mowa w ust. 4, w wyznaczonym terminie, wniosek, o którym mowa w ust. 2, pozostawia się bez rozpatrzenia. 6. W razie stwierdzenia, **że zachodzą okoliczności, o których mowa w art. 399 ust. 1,** organ właściwy w sprawach pozwoleń wodnoprawnych, w drodze decyzji, odmawia przedłużenia okresu, o którym mowa w ust. 1 pkt 1. 7. **W razie stwierdzenia, że nie zachodzą okoliczności, o których mowa w art. 399 ust. 1**, organ właściwy w sprawach pozwoleń wodnoprawnych ustala, w drodze decyzji, kolejny okres obowiązywania pozwolenia wodnoprawnego, nie dłuższy niż 20 lat, a w przypadku pozwolenia wodnoprawnego na: 1) wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi – na okres nie dłuższy niż 10 lat,	

			2) wprowadzanie ścieków przemysłowych zawierających substancje szczególnie szkodliwe do urządzeń kanalizacyjnych będących własnością innych podmiotów – na okres nie dłuższy niż 4 lata, 3) wydobywanie z wód powierzchniowych, w tym z morskich wód wewnętrznych wraz z wodami wewnętrznymi Zatoki Gdańskiej oraz wód morza terytorialnego, kamienia, żwiru, piasku oraz innych materiałów, a także wycinanie roślin z wód lub brzegu – na okres nie dłuższy niż 5 lat – liczony od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna. 8. Do postępowań, o których mowa w ust. 2, przepisy art. 401 stosuje się odpowiednio. 9. Terminy, o których mowa w ust. 1 pkt 3 i 4, dla pozwolenia wodnoprawnego na wykonanie urządzeń wodnych mogą zostać przedłużone, w drodze decyzji, na okres nie dłuższy niż 3 lata, jeżeli wnioskodawca przed wygaśnięciem pozwolenia wodnoprawnego wystąpi z wnioskiem do organu właściwego w sprawach pozwoleń wodnoprawnych oraz jeżeli nie będzie to sprzeczne z przepisami art. 396 i nie będzie wymagać przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko lub na obszar Natura 2000. **10. Do wniosku w sprawie rozpatrywanej przez ministra właściwego do spraw gospodarki wodnej, o którym mowa w ust. 2 lub w ust. 9 dołącza się oryginał albo kopię pozwolenia wodnoprawnego potwierdzoną za zgodność z oryginałem.”**	

			W dyrektywie RED II wdrażanej ustawą nowelizującą zwrócono uwagę na fakt, że długotrwałe procedury administracyjne stanowią poważną barierę administracyjną dla rozwoju odnawialnych źródeł energii i są kosztowne. Zaproponowane zmiany w ustawie Prawo wodne mają na celu uproszczenie administracyjnych procedur wydawania zezwoleń dla elektrowni wodnych w połączeniu z jednoznacznymi terminami wydawania decyzji przez właściwe organy. Uzasadnienie do pkt 1: Od wielu lat za jedną z głównych przyczyn bardzo niskiego poziomu zagospodarowania istniejących piętrzeń, a tym samym niewielkiego stopnia wykorzystania potencjału energetycznego polskich rzek, uznaje się brak skutecznych regulacji w zakresie udostępniania inwestorom obiektów piętrzących. Prawo wodne reguluje zasady udostępniania państwowych obiektów hydrotechnicznych, w tym obiektów piętrzących wodę niezbędnych m.in. do funkcjonowania elektrowni wodnych. Obiekty są udostępniane w drodze przetargów lub w określonych przypadkach bezprzetargowo. PGW Wody Polskie są jednocześnie organem wydającym decyzje administracyjne (pozwolenie wodnoprawne), jak i podmiotem gospodarującym urządzeniami wodnymi (budowlami piętrzącymi) należącymi do Skarbu Państwa.	

			Pomimo zwolnienia z procedury przetargowej w przypadku dysponowania pozwoleniem wodnoprawnym przez przedsiębiorcę, proces zawierania umowy dotyczącej dzierżawy obiektu piętrzącego z administratorem obiektu, czyli PGW Wody Polskie jest długotrwały i niepewny. Oznacza to, że inwestor, pomimo uzyskania stosownego pozwolenia wodnoprawnego na wykonanie elektrowni wodnej i korzystania z wody na cele hydroenergetyczne może mieć problem z zawarciem umowy na korzystanie z urządzeń, pomimo, że umowę zawiera z tym samym podmiotem, który wydał pozwolenie. Ponadto nie określono maksymalnych stawek opłat za użytkowanie piętrzeń udostępnianych bezprzetargowo, co sprawia, że mogą być one dowolnie i uznaniowo wyznaczane przez PGW Wody Polskie. Tymczasem w przypadku wszystkich innych opłat określanych w Prawie wodnym przewidziano maksymalne lub jednostkowe ich stawki. PGW Wody Polskie będąc jednocześnie organem wydającym decyzje administracyjne, podmiotem zarządzającym mieniem w postaci obiektów piętrzących oraz inwestorem w energetykę wodną stoją w pozycji bardzo uprzywilejowanej względem pozostałych inwestorów w branży i mogą wykorzystywać swoją przewagę np. blokując dostęp do wybranych obiektów piętrzących innym inwestorom. Zaproponowana zmiana obejmuje:	

			1. Wprowadzenie do ustawy Prawo wodne zasady, że uzyskanie pozwolenia wodnoprawnego na wykonanie elektrowni wodnej i korzystanie z wód do celów hydroenergetycznych zobowiązuje PGW Wody Polskie do podpisania z podmiotem dysponującym takim pozwoleniem umowy na użytkowanie piętrzenia na okres obowiązywania pozwolenia. 2. Uzupełnienie przepisów ustawy Prawo wodne o delegację ustawową do wydania rozporządzenia określającego stawki opłat za użytkowanie piętrzeń udostępnianych bezprzetargowo. 3. Dodanie przepisu, zgodnie z którym w przypadku poniesienia przez inwestora nakładów finansowych związanych z poprawą stanu technicznego budowli piętrzącej, inwestor byłby zwolniony z opłat za użytkowanie tej budowli do czasu zwrotu nakładów inwestycyjnych, co pozwoli dostosować warunki umowy do konkretnego obiektu. Należy bowiem podkreślić, że udostępniane budowle hydrotechniczne znajdują się często w bardzo złym stanie technicznym (są zrujnowane i nie pełnią przypisanych im funkcji), a ich odbudowa przez prywatnych inwestorów umożliwia przywrócenie zdegradowanego majątku Skarbu Państwa do stanu funkcjonalności. Uzasadnienie do pkt 2: Zmiana ma na celu wskazanie konkretnego terminu na rozpatrzenie wniosku o wydanie pozwolenia wodnoprawnego przez uprawnione do tego organy.	

			Uzasadnienie do pkt 3: Proponowane rozwiązanie urealni możliwość złożenia wniosku o przedłużenie pozwolenia, gdyż dotychczasowe zapisy ustawy powodowały, że istniejący w tym zakresie przepis był martwy. Do tej pory nie było możliwe przedłużenie pozwolenia, gdyż wnioskodawca oświadczyć musiał, że aktualność zachowały zapisy operatu, które siłą rzeczy nie są aktualne po kilkudziesięciu latach ze względu na zmiany podstaw prawnych ich sporządzania. W proponowanym rozwiązaniu wystarczy weryfikacja ze strony urzędu czy dotychczasowe pozwolenie nie narusza ustaleń dokumentów planistycznych, o których mowa w art. 396 ust. 1 pkt 1–7, oraz czy spełnia wymagania, o których mowa w art. 396 ust. 1 pkt 8 dotyczące ochrony zdrowia ludzi, środowiska, ochrony przyrody i dóbr kultury wpisanych do rejestru zabytków oraz wynikające z przepisów ustawy Prawo wodne i przepisów odrębnych. W przypadku przedłużenia ważności pozwolenia podmiot zobowiązany jest do przestrzegania warunków dotychczasowego pozwolenia (występuje tylko o wydłużenie terminu jego obowiązywania).	
240.	Nowy art. po art. 6 projektu ustawy dot. ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu	Lewiatan	Proponujemy dodanie zmian likwidujących bariery administracyjne dla elektrowni wodnych w ustawie o planowaniu przestrzennym. <u>Propozycja przepisów:</u> Art. 6a. W ustawie o planowaniu przestrzennym w art. 15 po ust. 4 dodać ust. 5 w brzmieniu:	**Uwaga bezprzedmiotowa** **Propozycja wykracza poza zakres regulacji.** Uwaga dotyczy ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, która jest przedmiotem znaczącej nowelizacji (projekt ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw UD369), skierowanego do konsultacji w kwietniu 2022 r.

	przestrzennym		**5. Plan miejscowy umożliwia lokalizację urządzeń wodnych, o których mowa w art. 16 pkt 65 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2233), służących do kształtowania zasobów wodnych lub korzystania z tych zasobów na cele energetyczne, w tym w szczególności urządzeń lub budowli piętrzących, kanałów, sztucznych zbiorników usytuowanych na wodach płynących oraz obiektów energetyki wodnej, również w przypadku innego przeznaczenia terenu niż produkcyjne, chyba że ustalenia planu miejscowego zakazują lokalizacji takich urządzeń.";** W dyrektywie RED II wdrażanej ustawą nowelizującą zwrócono uwagę na fakt, że długotrwałe procedury administracyjne stanowią poważną barierę administracyjną dla rozwoju odnawialnych źródeł energii i są kosztowne.. Zaproponowane zmiany w ustawie o planowaniu przestrzennym mają na celu uproszczenie administracyjnych procedur wydawania zezwoleń dla elektrowni wodnych. Proponujemy, aby urządzenia wodne kształtujące stosunki wodne i służące do wytwarzania energii, w tym małe elektrownie wodne, można było realizować na terenach, w których istnieją MPZP nawet w przypadku, gdy przeznaczenie terenu w tych planach jest inne niż produkcyjne. Skutkiem będzie przyspieszenie, a w niektórych przypadkach w ogóle umożliwienie realizacji inwestycji tego typu zlokalizowanych na obszarach objętych MPZP.	Stosowne uwagi winny być zgłoszone w trakcie tych konsultacji.

			Zgodnie z aktualnie obowiązującymi przepisami warunki lokalizacji małej elektrowni wodnej uzgadnia się na jeden z dwóch sposobów. W gminach nie posiadających miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (MPZP) inwestycje realizowane są w oparciu o wydawane indywidualnie decyzje w sprawie warunków zabudowy, a w gminach, które posiadają miejscowy plan - realizacja inwestycji musi być zgodna z tym planem. Niestety w przypadku większości MPZP, możliwość lokalizacji elektrowni wodnych nie jest w nich przewidziana. Tymczasem urządzenia wodne, do jakich należą elektrownie wodne, lokalizuje się najczęściej na terenach zalewowych. Tego typu tereny nie są w miejscowych planach przeznaczane na działalność produkcyjną. Koszt zmiany planu, wynoszący od kilkudziesięciu do kilkuset tysięcy złotych, w celu umożliwienia zrealizowania inwestycji hydroenergetycznej jest w przypadku niewielkich instalacji niewspółmiernie wysoki do skali przedsięwzięcia. Ponadto, czas oczekiwania na uchwalenie zmian w planie wynosi często kilka lat, co znacznie wydłuża okres przygotowania inwestycji, a ponadto, gminy nie są zainteresowane zmienianiem planu, aby uwzględnić w nim niewielkie inwestycje OZE. Zgodnie z aktualnie obowiązującymi przepisami warunki lokalizacji małej elektrowni wodnej uzgadnia się na jeden z dwóch sposobów. W gminach nie posiadających miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (MPZP) inwestycje realizowane są w oparciu o wydawane indywidualnie decyzje w sprawie warunków zabudowy, a w gminach, które posiadają miejscowy plan - realizacja inwestycji musi być	

			zgodna z tym planem. Niestety w przypadku większości MPZP, możliwość lokalizacji elektrowni wodnych nie jest w nich przewidziana. Tymczasem urządzenia wodne, do jakich należą elektrownie wodne, lokalizuje się najczęściej na terenach zalewowych. Tego typu tereny nie są w miejscowych planach przeznaczane na działalność produkcyjną. Koszt zmiany planu, wynoszący od kilkudziesięciu do kilkuset tysięcy złotych, w celu umożliwienia zrealizowania inwestycji hydroenergetycznej jest w przypadku niewielkich instalacji niewspółmiernie wysoki do skali przedsięwzięcia. Ponadto, czas oczekiwania na uchwalenie zmian w planie wynosi często kilka lat, co znacznie wydłuża okres przygotowania inwestycji, a ponadto, gminy nie są zainteresowane zmienianiem planu, aby uwzględnić w nim niewielkie inwestycje OZE.	
Uzasadnienie i Ocena Skutków Regulacji				
241.	Uzasadnienie	URE	Proponuje się uzupełnienie uzasadnienia projektu ustawy w zakresie art.. 38af ust. 4 oraz art. 38ab ust. 1 poprzez doprecyzowanie, że w zbiorze punktów poboru energii (PPE), ujęte są również punkty wytwarzania OZE i przyłączenia magazynów. Wprowadzenie stosownego wyjaśnienia w uzasadnieniu odnośnie ustalania obszaru ograniczania obciążenia szczytowego pozwoli uniknąć ewentualnych wątpliwości interpretacyjnych.	**W odniesieniu do art. 38a– ust. 4 - uwaga stała się bezprzedmiotowa**. Przepis został usunięty z regulacji. **W odniesieniu do art. 38ab ust. 1 – uwaga została przyjęta.** W nowej wersji projektu dokonano doprecyzowania przepisu poprzez wskazanie na punkty poboru energii lub jej wprowadzania, w celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych.

242.	Uzasadnienie	URE	Brak jest uzasadnienia do przyjętej dla członków klastra energii łącznej mocy zainstalowanych instalacji wytwórczy do 100 MW oraz pokrycie w każdej godzinie nie mniej 50 % łącznych dostaw.	**Uwaga nieprzyjęta** Regulacja realizuje przyjęte założenia dot. zakresu wsparcia dla klastrów energii. Dzięki dwóm etapom okresu wsparcia uczestnicy klastrów będą przygotowani na podwyższenie wymogów, które docelowo mają prowadzić do powstania obszarów zrównoważonych energetycznie, zgodnie z PEP 2040.
243.	OSR	URE	OSR i uzasadnienie do ustawy nie wskazują źródła finansowania kosztów utrzymania i rozbudowy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej w przypadku naliczania opłat niższych niż taryfowe. Brak też oceny skutków regulacji w tym kwestii wzrostu płatności dla odbiorców niebędących członkami klastrów.	**Uwaga nieprzyjęta** Koszty wsparcia w zakresie opłaty dystrybucyjnej zostały policzone i wskazane w OSR w formie tabelarycznej. System wsparcia jest konieczny, aby klastry były zachęcane do inwestowania w kapitałochłonne magazyny energii, tworzyły modele działania spełniające wymogi bilansowania godzinowego. Taka działalność klastra będzie stwarzała realne korzyści dla operatorów sieci dystrybucyjnych, obniżając koszty ich działania. Bez dedykowanego systemu wsparcia nie zostanie zrealizowany cel PEP 2040 w postaci powstania 300 obszarów zrównoważonych energetycznie.
244.	OSR	URE	Należy podkreślić, iż zgodnie z zapisami art. 11t ust.9 ustawy Prawo energetyczne: „Odbiorca końcowy ponosi koszty zainstalowania i uruchomienia licznika zdalnego odczytu na wniosek, o którym mowa w ust. 6 pkt 1 i 3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego publikuje na swojej stronie internetowej informację o możliwości instalacji licznika zdalnego odczytu zgodnie z ust. 6, i uśredniony łączny koszt instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu." Zatem w przypadku konieczności instalacji licznika zdalnego odczytu koszty jego instalacji pokryją	**Uwaga przyjęta** Dodany zostanie przepis, że koszt zakupu licznika, jego zainstalowania i uruchomienia, a także koszty niezbędnej infrastruktury technicznej wymaganej do prawidłowego funkcjonowania tego licznika, ponosi operator systemu dystrybucyjnego. Ponadto, koszty realizacji tych zadań stanowić będą uzasadnione koszty działalności operatora systemu dystrybucyjnego, w zakresie w jakim nie zostały one pokryte ze środków z Funduszu Modernizacyjnego lub innego systemu wsparcia.

			również pozostali odbiorcy, a nie wyłącznie członek klastra niebędący prosumentem. Brak jest w ocenie skutków regulacji wskazania kosztów i sposobu realizacji nowego zadnia przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych. Dodatkowe koszty montażu liczników zdalnego odczytu wprost przełożą się na płatności dla odbiorców nie będących członkami klastra. W związku z tym, proponuję przeprowadzić faktyczny bilans kosztów i korzyści dla wszystkich odbiorców i umieścić go w ocenie skutków regulacji.	Należy jednak wyjaśnić, że koszty tej regulacji będą na niskim poziomie. Z uwagi na to, że klaster energii jest narzędziem do osiągnięcia celu PEP 2040 jakim jest powstanie 300 obszarów zrównoważonych energetycznie, projekt zakłada powstanie do roku 2030 r. 300 klastrów energii. Przy założeniu 20 uczestników porozumienia klastra oznacza to konieczność instalacji 6000 liczników energii do 2030 r. z czego część zostanie zrealizowana zgodnie z harmonogramem z art. 11 t ust. 2, ponieważ omawiany przepis dot. instalacji liczników dla członków klastrów wejdzie w życie z dniem 1 stycznia 2024 r. Ponadto, część klastrów będzie powstawać w okresie od 2024-2029 a wiec w okresie realizacji harmonogramu. Oznacza to, że jako odbiorcy końcowi podlegają oni i tak harmonogramowi instalacji licznika z art. 11t ust. 2 uPe, a ew. wcześniejszy termin jego instalacji jest dla OSD tylko kosztem przesuniętym w czasie. Ponadto, koszt wymiany licznika może być finansowany przez OSD w ramach Programu Priorytetowego Elektroenergetyka inteligentna infrastruktura energetyczna z Funduszu Modernizacyjnego, który przewiduje kwotę 1 mld zł na montaż liczników inteligentnych (AMI). Planowane jest wsparcie dla 3,8 mln sztuk liczników. OSR zostanie uzupełniony o tę informację.
245.	OSR	URE	Brak oceny kosztów instalowania systemów monitorowania i automatycznej redukcji generacji mocy na punktach poboru energii członków klastrów energii (art. 38af ust. 5).	**Uwaga bezprzedmiotowa** Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.

246.	OSR	URE	Brak oceny kosztów wprowadzenia w art. 184j i 184k dla obiorców końcowych. Skutkiem realizacji wspomnianych przepisów będzie powstanie kosztów po stronie OSD, który przeniesie je na innych odbiorców energii. W dłuższym horyzoncie czasu funkcjonowanie klastrów energii (konsumpcja energii w miejscu jej wytworzenia) powinno zmniejszyć ogólnie w KSE koszty przesyłu i strat, oraz kosztów zakupu regulacyjnych usług systemowych.	**Uwaga wyjaśniona** Koszty, które powstaną na skutek wdrożenia regulacji powinny zostać zrekompensowane korzyściami z tytułu autokonsumpcji oraz autobilansowania godzinowego klastrów energii, co wprost realizuje cel wskazany w uwadze.
247.	OSR	URE	Brak oceny skutków realizacji art. 7c ustawy - Prawo energetyczne dla Prezesa URE pod kątem dodatkowych środków na etaty związane z nowym obowiązkiem sprawozdawczym.	**Uwaga bezprzedmiotowa** Przepis usunięto z regulacji.
248.	OSR	URE	Projektowany art. 4 pkt 13b ustawy - Prawo energetyczne wprowadza możliwość zmiany metody kalkulacji taryfy dla jednostek kogeneracji z metody „uproszczonej” na „kosztową”, co może spowodować wydłużenie okresu postepowania administracyjnego w sprawie zatwierdzania takich taryf. W związku z tym, brak jest oceny skutków projektowanych przepisów dla Prezesa URE pod kątem dodatkowych środków na etaty wynikających z realizacji tego przepisu.	**Uwaga uwzględniona** W OSR uwzględniono zatrudnienie 6 nowych pracowników URE do obsługi nowych zadań związanych z ciepłownictwem i chłodnictwem (III.1).

TABELA ZGODNOŚCI

TYTUŁ PROJEKTU	Projekt ustawy o zmianie ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw
TYTUŁ WDRAŻANEGO AKTU PRAWNEGO	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych
WYJAŚNIENIE TERMINU WEJŚCIA W ŻYCIE PROJEKTU	

JEDN. RED.	TREŚĆ PRZEPISU UE	**KONIECZNOŚĆ WDROŻENIA T/N**	**JEDN. RED.**	**TRESĆ PRZEPISÓW PROJEKTU USTAWY**	**UZASADNIENIE (uwzględnienia w projekcie przepisów wykraczających poza minimalne wymogi prawa UE)**
Art. 2	1) „energia ze źródeł odnawialnych” lub „energia odnawialna” oznacza energię z odnawialnych źródeł niekopalnych, a mianowicie energię wiatru, energię promieniowania słonecznego (energię słoneczną termiczną i energię fotowoltaiczną) oraz energię geotermalną, energię otoczenia, energię pływów, fal i inną energię oceanów, hydroenergię, biomasę oraz gaz pochodzący z wysypisk śmieci, oczyszczalni ścieków i ze źródeł biologicznych (biogaz);	T	Art. 1 pkt 3 lit. l	„22) odnawialne źródło energii – odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otoczenia, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego, biometanu, biopłynów oraz z wodoru odnawialnego;”	
	2) „energia otoczenia” oznacza naturalnie występującą energię termiczną i energię skumulowaną w środowisku o określonych granicach, która może znajdować się w powietrzu otoczenia, z wyłączeniem powietrza wylotowego, lub w wodzie powierzchniowej lub ściekach;	T	Art. 1 pkt 3 lit. e	„11^1) energia otoczenia – energię o charakterze nieantropogenicznym, skumulowaną w środowisku na danym terenie w postaci ciepła, która na tym terenie może znajdować się w wodach powierzchniowych, w ściekach lub w powietrzu, z wyłączeniem powietrza wylotowego;”	
	9) „ciepło odpadowe i chłód odpadowy” oznacza niemożliwe do uniknięcia ciepło lub chłód, które są wytwarzane jako produkt uboczny w instalacjach przemysłowych lub	T	Art. 3 pkt 1 lit. b	„20i) ciepło odpadowe i chłód odpadowy –niemożliwe do uniknięcia ciepło lub chłód, które są wytwarzane jako produkty uboczne w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii, lub w sektorze usług i które bez dostępu do systemu ciepłowniczego lub chłodniczego	

	instalacjach wytwórczych energii lub w sektorze usług i które bez dostępu do systemu ciepłowniczego lub chłodniczego pozostałyby niewykorzystane, rozpraszając się w powietrzu lub w wodzie, w przypadku gdy jest lub będzie wykorzystywany proces kogeneracji lub gdy kogeneracja nie jest możliwa;			pozostałyby niewykorzystane, rozpraszając się w powietrzu lub w wodzie, w przypadku gdy jest lub będzie wykorzystywana kogeneracja lub gdy wykorzystanie kogeneracji nie jest możliwe;”	
	10) „rozbudowa źródła energii” oznacza modernizację elektrowni produkujących energię odnawialną, w tym pełną lub częściową wymianę instalacji lub systemów i urządzeń w celu wymiany mocy lub w celach zwiększenia efektywności lub mocy instalacji;	T	Art. 1 pkt 72 lit. b	„4) w wyniku modernizacji, o której mowa w art. 2 pkt 19a lit. a i b, nastąpił przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.”	
	12) „gwarancja pochodzenia” oznacza elektroniczny dokument, który służy wyłącznie jako dowód dla odbiorcy końcowego, że dana część lub ilość energii została wyprodukowana ze źródeł odnawialnych;	T	Art. 1 pkt 99 lit. a	„1. Gwarancja pochodzenia wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii: 1) energii elektrycznej, 2) biometanu, 3) ciepła albo chłodu, 4) wodoru odnawialnego, 5) biogazu, 6) biogazu rolniczego – wyrażonych w MWh, zwana dalej „gwarancją pochodzenia”, wydawana w postaci elektronicznej, jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu, że określona w tym dokumencie ilość odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii i wprowadzona do sieci odpowiednio elektroenergetycznej, gazowej albo sieci ciepłowniczej lub chłodniczej, do której jest przyłączony co najmniej jeden odbiorca inny niż podmiot wytwarzający odpowiednio energię elektryczną, biometan, ciepło albo chłód, wodór odnawialny, biogaz albo biogaz rolniczy lub została wprowadzona w inne miejsce zgodnie z ust. 5.”	
	13) „miks pozostałej energii” oznacza całkowity roczny miks energetyczny danego państwa członkowskiego z wyłączeniem części objętej anulowanymi gwarancjami pochodzenia;	T	Art. 1 pkt 106	„Art. 125a. 1. Podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1, opracowuje i publikuje informację o rocznym miksie energii resztkowej rozumianym jako energia elektryczna wytworzona i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej, lub za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne w danym roku rozliczeniowym trwającym od dnia 1 kwietnia do dnia 31 marca roku następnego, z uwzględnieniem przepływów rzeczywistych z poszczególnych krajów, pomniejszona o energię, dla której umorzono gwarancje pochodzenia, w terminie do dnia 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy miks energii resztkowej. Informacja, o której mowa w zdaniu pierwszym, jest sporządzana zgodnie z normą CEN–EN	

				16325. 2. Operator systemu przesyłowego, a w przypadku korzystania z linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE, przekazują podmiotowi, o którym mowa w art. 124 ust. 1, w związku z realizacją przez ten podmiot obowiązku, o którym mowa w ust. 1, informację o ilości energii elektrycznej, wyrażonej w MWh: 1) wytworzonej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej, lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne, 2) importowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi z poszczególnych krajów, z uwzględnieniem miksu energetycznego tych krajów, 3) eksportowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi do poszczególnych krajów – w terminie do dnia 30 kwietnia roku następującego po roku, którego dotyczy ten obowiązek. 3. Miks energii resztkowej oblicza się według wzoru: Mer = (Pen + Ien + Igp – Egp – Ugp) – Een, gdzie poszczególne symbole oznaczają: Mer – miks energii resztkowej, wyrażony w MWh, Pen – ilość energii elektrycznej, wytworzonej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej, lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne, w danym roku, wyrażoną w MWh, Ien – ilość energii elektrycznej importowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi z poszczególnych krajów, z uwzględnieniem miksu energetycznego tych krajów, wyrażoną w MWh, Igp – ilość energii elektrycznej dla której gwarancje pochodzenia zostały uznane zgodnie z art. 123 ust. 1, wyrażoną w MWh, Egp – ilość energii elektrycznej, dla której gwarancje pochodzenia wydane na podstawie art. 122 ust. 2 zostały uznane w innych krajach, wyrażoną w MWh, Ugp – ilość energii elektrycznej, dla której gwarancje pochodzenia zostały umorzone na podstawie art. 124a, wyrażoną w MWh, Een – ilość energii elektrycznej eksportowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi do poszczególnych krajów, wyrażoną w MWh, z uwzględnieniem udziału odnawialnych źródeł energii, obliczoną według wzoru: $$Een = Eek \times \frac{(Pen + Ien + Igp - Egp - Ugp)}{(Pen + Ien + Igp)},$$ gdzie symbol Eek oznacza ilość energii elektrycznej eksportowanej netto w związku przepływami rzeczywistymi do poszczególnych krajów, wyrażoną w MWh.”	

	17) „umowa zakupu odnawialnej energii elektrycznej" oznacza umowę, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup odnawialnej energii elektrycznej bezpośrednio od producenta energii elektrycznej;	T	Art. 3 pkt 2 lit. a	„2d. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii może zostać zawarta bezpośrednio między wytwórcą w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, a odbiorcą, a transport energii elektrycznej stanowiącej przedmiot tej umowy może odbywać się: 1) na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, w przypadku gdy strony tej umowy zostały uprzednio przyłączone do sieci, albo 2) za pomocą linii bezpośredniej. 2e. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 2d, oprócz postanowień, o których mowa w ust. 2 pkt 1, określa również rodzaj odnawialnego źródła energii, z którego wytworzono energię elektryczną stanowiącą przedmiot tej umowy."	
Art. 3	2. By wspólnie zrealizować wiążący ogólny cel unijny na 2030 r., określony w ust. 1 niniejszego artykułu, państwa członkowskie określają wkłady krajowe w swoich zintegrowanych planach krajowych w dziedzinie energii i klimatu zgodnie z art. 3–5 i 9–14 rozporządzenia (UE) 2018/1999. Przygotowując projekty zintegrowanych krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu, państwa członkowskie mogą rozważyć skorzystanie ze wzoru, o którym mowa w załączniku II do tego rozporządzenia. Jeżeli na podstawie oceny projektów zintegrowanych krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu przedłożonych zgodnie z art. 9 rozporządzenia (UE) 2018/1999 Komisja stwierdzi, że wkłady krajowe państw członkowskich są niewystarczające do wspólnego osiągnięcia wiążącego ogólnego celu unijnego, przeprowadza procedurę określoną w art. 9 i 31 tego rozporządzenia.	T	Art. 3 pkt 10	„Art. 15ab. 1. Minister właściwy do spraw energii, we współpracy z ministrem właściwym do spraw klimatu, opracowuje zintegrowany krajowy plan na rzecz energii i klimatu, o którym mowa w art. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 1, z późn. zm.), zwany dalej „krajowym planem", oraz jego aktualizację i zintegrowane krajowe sprawozdanie z postępów w dziedzinie energii i klimatu. 2. Projekt krajowego planu, krajowy plan, projekt aktualizacji krajowego planu, aktualizację krajowego planu oraz zintegrowane krajowe sprawozdanie z postępów w dziedzinie energii i klimatu minister właściwy do spraw energii: 1) zamieszcza na swojej stronie podmiotowej Biuletynu Informacji Publicznej; 2) przekazuje Komisji Europejskiej."	

Art. 4	6. W przypadkach udzielania wsparcia na rzecz energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w drodze postępowań o udzielenie zamówienia, państwa członkowskie aby zapewnić wysoki wskaźnik realizacji projektów: a) opracowują i publikują niedyskryminacyjne i przejrzyste kryteria kwalifikacji do postępowań o udzielenie zamówienia i wyznaczają jasne terminy i zasady realizacji projektu; b) publikują informacje o poprzednich postępowaniach o udzielenie zamówienia, w tym na temat wskaźników realizacji projektów.	T	Art. 1 pkt 110 lit. c tiret drugie	„3) publikowanie informacji o rozstrzygniętych aukcjach, o których mowa w art. 73 ust. 1, z uwzględnieniem, w szczególności, informacji o instalacjach, które wygrały aukcje i dla których Prezes URE zweryfikował poprawność informacji, o której mowa w art. 83 ust. 1 pkt 2, oraz wskaźników realizacji projektów, które uzyskały wsparcie w ramach tych aukcji.”;	
Art. 6	4. Nie rzadziej niż raz na pięć lat państwa członkowskie oceniają efektywność swoich systemów wsparcia na rzecz energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz ich główne skutki dystrybucyjne dla różnych grup konsumentów, a także dla inwestycji. Ocena ta uwzględnia wpływ ewentualnych zmian w systemach wsparcia. Wyniki tej oceny uwzględnia się w orientacyjnym długoterminowym planowaniu dotyczącym decyzji w sprawie wsparcia i projektowania nowego wsparcia. Państwa członkowskie włączają tę ocenę do odpowiednich aktualizacji swoich zintegrowanych krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu oraz sprawozdań z postępów zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999.	T	Art. 1 pkt 133	„1. Rada Ministrów dokonuje przeglądu funkcjonowania mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, uwzględniającego skutki dystrybucyjne tych mechanizmów i instrumentów dla grup konsumentów oraz dla inwestycji, i przedkłada Sejmowi informację o skutkach obowiązywania tych mechanizmów i instrumentów nie rzadziej niż raz na 5 lat.”	
Art. 15	15. Procedury administracyjne, przepisy i kodeksy 1. Państwa członkowskie zapewniają, aby wszelkie krajowe przepisy dotyczące procedur wydawania zezwoleń, certyfikatów i koncesji, które są stosowane w przypadku elektrowni produkujących energię elektryczną, ciepło lub chłód ze źródeł odnawialnych oraz związanych z nimi sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, w przypadku procesu przekształcania biomasy w biopaliwa, biopłyny, paliwa z biomasy lub inne produkty energetyczne oraz w przypadku	T	Art. 2 pkt 2 Art. 3 pkt. 2 lit. a	„Art. 2. W ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2023 r. poz. 682 i 553) wprowadza się następujące zmiany: 2) w art. 29 w ust. 4 w pkt 3 w lit. c wyrazy „50 kW” zastępuje się wyrazami „150 kW” „2d. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii może zostać zawarta bezpośrednio między wytwórcą w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych	

	odnawialnych ciekłych i gazowych paliw transportowych pochodzenia niebiologicznego były proporcjonalne i niezbędne oraz przyczyniały się do wdrożenia zasady „efektywność energetyczna przede wszystkim”. 2. Państwa członkowskie podejmują w szczególności właściwe kroki niezbędne, aby zapewnić: a) usprawnienie i przyspieszenie procedur administracyjnych na odpowiednim poziomie administracyjnym i ustanowienie przewidywalnych terminów procedur, o których mowa w akapicie pierwszym; b) obiektywność, przejrzystość, proporcjonalność i niedyskryminacyjny wobec wnioskodawców charakter przepisów dotyczących wydawania zezwoleń, certyfikatów i koncesji oraz pełne uwzględnienie w tych przepisach charakterystyki poszczególnych technologii związanych z energią odnawialną; c) przejrzystość i zasadność kosztów opłat administracyjnych uiszczanych przez konsumentów, planistów, architektów, konstruktorów, instalatorów sprzętu i systemów oraz dostawców; oraz d) ustanowienie uproszczonych i mniej kłopotliwych procedur wydawania zezwoleń, w tym procedury zwykłego powiadomienia, dla zdecentralizowanych urządzeń oraz w zakresie produkcji i magazynowania energii ze źródeł odnawialnych.			źródłach energii, a odbiorcą, a transport energii elektrycznej stanowiącej przedmiot tej umowy może odbywać się: 1)na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, w przypadku gdy strony tej umowy zostały uprzednio przyłączone do sieci, albo 2) za pomocą linii bezpośredniej. 2e. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 2d, oprócz postanowień, o których mowa w ust. 2 pkt 1, określa również rodzaj odnawialnego źródła energii, z którego wytworzono energię elektryczną stanowiącą przedmiot tej umowy.” Uzasadnienie: Przepisy dyrektywy 2018/2001 dają swobodę państwom członkowskim UE co do sposobu transpozycji przepisów dotyczących umowy zakupu energii elektrycznej bezpośrednio od wytwórcy, która została wytworzona z odnawialnego źródła energii. Projektodawca zatem zdecydował, że ujęta w dyrektywie 2018/2001 umowa PPA zostanie wpisana w zbiór umów uregulowanych w art. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, ponieważ przepis ten normuje obszerne zagadnienie, jakim są umowy w zakresie sprzedaży oraz dostarczania paliw i energii. Stąd proponuje się dodanie do art. 5 ww. ustawy ust. 2d doprecyzowującego istotę tej umowy oraz sposoby jej wykonania.	
	3. Państwa członkowskie zapewniają, aby ich właściwe organy na szczeblu krajowym, regionalnym i lokalnym stosowały przepisy dotyczące włączania i rozwoju energii odnawialnej, w tym odnośnie do prosumpcji energii odnawialnej i społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej, oraz wykorzystywania niemożliwego do uniknięcia ciepła odpadowego i chłodu odpadowego podczas planowania, w tym wczesnego planowania przestrzennego, projektowania, budowy i remontów infrastruktury miejskiej, obszarów przemysłowych, handlowych lub	T	Art. 3 pkt 1 lit. b	„20i) ciepło odpadowe i chłód odpadowy –niemożliwe do uniknięcia ciepło lub chłód, które są wytwarzane jako produkty uboczne w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii, lub w sektorze usług i które bez dostępu do systemu ciepłowniczego lub chłodniczego pozostałyby niewykorzystane, rozpraszając się w powietrzu lub w wodzie, w przypadku gdy jest lub będzie wykorzystywana kogeneracja lub gdy wykorzystanie kogeneracji nie jest możliwe;”	

	mieszkalnych oraz infrastruktury energetycznej, w tym sieci elektroenergetycznej, systemów ciepłowniczych i chłodniczych, sieci przesyłowych gazu ziemnego i sieci paliw alternatywnych. Państwa członkowskie zachęcają w szczególności lokalne i regionalne organy administracyjne do uwzględniania, w stosownych przypadkach, ciepła i chłodu ze źródeł odnawialnych w planowaniu infrastruktury miejskiej i prowadzą konsultacje z operatorami sieci, by odzwierciedlić wpływ efektywności energetycznej i programów w zakresie reagowania na popyt, a także konkretnych przepisów dotyczących prosumpcji energii odnawialnej i społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej na plany operatorów w zakresie rozwoju infrastruktury.				
	7. Państwa członkowskie przeprowadzają ocenę swojego potencjału pod względem energii ze źródeł odnawialnych i wykorzystania ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w sektorze ogrzewania i chłodzenia. Ocena ta obejmuje, w stosownych przypadkach, analizę przestrzenną obszarów nadających się do wykorzystywania energii o niskim ryzyku ekologicznym i analizę potencjału w zakresie projektów realizowanych na małą skalę przez gospodarstwa domowe i jest uwzględniana w drugiej kompleksowej ocenie wymaganej na podstawie art. 14 ust. 1 dyrektywy 2012/27/UE po raz pierwszy do dnia 31 grudnia 2020 r. oraz w późniejszych aktualizacjach kompleksowych ocen.	T	Art. 3 pkt 6	„Art. 10d. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza ocenę potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych znajdujących się w obszarze jego działania, w zakresie: 1)świadczenia usług systemowych, 2)udostępniania instalacji zarządzania popytem, 3)magazynowania nadwyżek energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii – na rzecz tego operatora. 2.W ramach oceny, o której mowa w ust. 1, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ocenia, czy wykorzystanie zidentyfikowanego potencjału systemu ciepłowniczego lub chłodniczego byłoby bardziej efektywne pod względem zasobów i kosztów niż wykorzystanie innych dostępnych rozwiązań alternatywnych. 3. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, których systemów ciepłowniczych lub chłodniczych dotyczy ocena potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, i przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła lub chłodu, których urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła lub chłodu wchodzą w skład systemów ciepłowniczych lub chłodniczych objętych tą oceną, przekazują operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego informacje niezbędne do sporządzenia tej oceny. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wykorzystuje informacje z zachowaniem tajemnicy przedsiębiorstwa. 4.Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza ocenę, o której mowa w ust. 1 co 4 lata, w terminie do dnia 30 czerwca roku następującego po tym okresie. 5.Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje	

				sporządzoną ocenę, o której mowa w ust. 1, operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego, Prezesowi URE oraz przedsiębiorstwom energetycznym, o których mowa w ust. 3.”	
	8. Państwa członkowskie oceniają bariery regulacyjne i administracyjne dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, usuwają nieuzasadnione bariery i ułatwiają upowszechnianie takich umów. Państwa członkowskie zapewniają, by te umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom. Państwa członkowskie opisują polityki i środki ułatwiające upowszechnianie umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej w swoich zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu oraz w sprawozdaniach z postępów na mocy rozporządzenia (UE) 2018/1999.	T	Art. 3 pkt 2 lit. b	„11a. Wytwórca w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, który zawarł umowę sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 2d, w terminie miesiąca od dnia jej zawarcia, przekazuje Prezesowi URE, w formie pisemnej lub elektronicznej, informację o jej zawarciu oraz o stronach tej umowy, ilości i cenie energii elektrycznej stanowiącej jej przedmiot, lokalizacji i rodzaju odnawialnego źródła energii, z którego ta energia została wytworzona, oraz okresie, na jaki ta umowa została zawarta.”; Uzasadnienie: Dodanie ustępu 11a do ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne ma na celu wdrożenie art. 15 ust. 8 zdanie drugie dyrektywy 2018/2001, nakładającego obowiązki sprawozdawcze na państwa członkowskie UE w ramach sporządzanych przez nie krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu (KPEiK). Projektowany przepis nakłada na wytwórcę energii OZE, który zawarł umowę PPA obowiązek przekazania informacji o jej zawarciu do Prezesa URE. Zebrane dane o liczbie zawartych umów PPA powinny być brane pod uwagę w przypadku sporządzania przez państwo członkowskie UE sprawozdań z postępów w realizacji KPEiK. W przypadku umów już zawartych przepis przejściowy zobowiązuje wytwórcę energii OZE do przekazania informacji o tych umowach do Prezesa URE.”	
Art. 16	16. Organizacja i czas trwania procedury wydawania zezwoleń 1. Państwa członkowskie powołują lub wyznaczają co najmniej jeden punkt kontaktowy. Te punkty kontaktowe na żądanie wnioskodawcy udzielają wskazówek i wsparcia w trakcie przeprowadzania administracyjnej procedury składania wniosków o zezwolenie i wydawania zezwoleń. Wnioskodawca nie ma obowiązku kontaktowania się z więcej niż jednym punktem kontaktowym podczas całej procedury administracyjnej. Procedura wydawania zezwoleń obejmuje odpowiednie administracyjne zezwolenia na budowę, rozbudowę źródeł energii oraz eksploatację obiektów do celów produkcji energii ze źródeł	T	Art. 1 pkt 120	„Rozdział 7a **Krajowy punkt kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii** Art. 160a. 1. Minister właściwy do spraw klimatu, przy użyciu systemu teleinformatycznego, prowadzi krajowy punkt kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii, zwany dalej „krajowym punktem kontaktowym”. 2. Krajowy punkt kontaktowy udziela wsparcia w zakresie procedur administracyjnych dotyczących rozstrzygnięć umożliwiających przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii do sieci oraz wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł energii. 3. Wsparcia, o którym mowa w ust. 2, krajowy punkt kontaktowy udziela przez: 1)udostępnianie informacji o procedurach administracyjnych, o których mowa w ust. 2, w szczególności o postępowaniach w sprawie wydania: a)decyzji o: środowiskowych uwarunkowaniach, o której mowa w art. 71 ustawy z dnia	

	odnawialnych i aktywów niezbędnych do ich podłączenia do sieci. Procedura wydawania zezwoleń obejmuje wszystkie procedury od potwierdzenia otrzymania wniosku do przesłania wyniku procedury, o którym mowa w ust. 2. 2. Punkt kontaktowy ma za zadanie przeprowadzić wnioskodawcę przez administracyjną procedurę składania wniosków o zezwolenie w przejrzysty sposób do momentu wydania przez odpowiedzialne organy jednej lub kilku decyzji na końcu procesu, udzielać mu wszelkich niezbędnych informacji i w stosownych przypadkach, zapewniać udział innych organów administracyjnych. Wnioskodawcom zezwala się naskładanie stosownych dokumentów również w formie cyfrowej. 3. Punkt kontaktowy udostępnia podręcznik procedur dla podmiotów realizujących projekty w zakresie produkcji energii odnawialnej, i zamieszcza te informacje również w internecie, odnosząc się też osobno do projektów na małą skalę i projektów w zakresie prosumpcji energii odnawialnej. Informacje zamieszczone w internecie wskazują wnioskodawcom właściwy dla ich wniosku punkt kontaktowy. Jeśli państwo członkowskie posiada więcej niż jeden punkt kontaktowy, informacje zamieszczone w internecie wskazują wnioskodawcom właściwy dla ich wniosku punkt kontaktowy.			3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2022 r. poz. 1029, z późn. zm.[1)]), –warunkach zabudowy, o której mowa w art. 60 ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2022 r. poz. 503, 1846, 2185 i 2747 oraz z 2023 r. poz. 553), –pozwoleniu na budowę i pozwoleniu na użytkowanie, o których mowa odpowiednio w art. 28 i art. 59 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, b)koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw lub energii, o której mowa w art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, c)warunków przyłączenia do sieci, o których mowa w art. 7 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne; 2)udzielanie ogólnych odpowiedzi na pytania dotyczące procedur administracyjnych, o których mowa w ust. 2, przesyłanych za pośrednictwem formularza dostępnego na stronie internetowej urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu. 4. Informacje o procedurach administracyjnych, o których mowa w ust. 2, dotyczą w szczególności: 1)warunków, które należy spełnić w celu uzyskania pozytywnego rozstrzygnięcia; 2) wymaganych dokumentów oraz informacji, które należy złożyć w ramach określonych procedur; 3)terminów załatwiania spraw w ramach określonych procedur; 4)organów właściwych w sprawie i dokonywanych przez nie czynności; 5)środków odwoławczych. 5. Informacje o procedurach administracyjnych, o których mowa w ust. 2, krajowy punkt kontaktowy udostępnia za pośrednictwem strony internetowej urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu. 6. Minister właściwy do spraw klimatu jest administratorem danych użytkowników systemu teleinformatycznego, o którym mowa w ust. 1. 7. W przypadku gdy w zasobach informacyjnych urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu brak jest informacji niezbędnych do udzielenia odpowiedzi na pytanie, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, krajowy punkt kontaktowy zwraca się z wnioskiem o udzielenie odpowiedzi na to pytanie do właściwych organów lub podmiotów i określa termin przekazania tej odpowiedzi do krajowego punktu kontaktowego. 8. Krajowy punkt kontaktowy udziela odpowiedzi na pytania, o których mowa w ust. 3 pkt 2, w terminie 30 dni od dnia ich otrzymania. W przypadku, o którym mowa w ust. 7, termin ten może być przedłużony do	

[1)] Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2022 r. poz. 1260, 1261, 1783, 1846, 2185 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 553 i 595.

				50 dni. 9. W przypadku gdy pytanie, o którym mowa w ust. 3 pkt 2: 1)dotyczy postępowania administracyjnego w konkretnej, indywidualnej sprawie lub 2)nie zawarto w nim informacji niezbędnych do udzielenia odpowiedzi, lub 3)nie dotyczy zakresu działania krajowego punktu kontaktowego, lub 4)jest oczywiste, że nie zostało złożone w celu uzyskania wsparcia, o którym mowa w ust. 2 –krajowy punkt kontaktowy może odmówić udzielenia na nie odpowiedzi, informując wnioskodawcę o przyczynie tej odmowy. 10. Do udzielania odpowiedzi na pytania, o których mowa w ust. 3 pkt 2, przepisów ustawy – Kodeks postępowania administracyjnego nie stosuje się. Art. 160b. Za pośrednictwem strony internetowej urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu krajowy punkt kontaktowy udostępnia podręcznik procedur w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych zawierający w szczególności informacje dotyczące podjęcia działalności jako prosument energii odnawialnej lub wytwórca energii elektrycznej niebędący prosumentem energii odnawialnej w mikroinstalacji lub małej instalacji odnawialnego źródła energii. Art. 160c. Minister właściwy do spraw klimatu może, przy zapewnieniu niezbędnego finansowania oraz właściwych warunków organizacyjnych, kadrowych i technicznych, powierzyć realizację niektórych zadań krajowego punktu kontaktowego innym podmiotom. Art. 160d. 1. Minister właściwy do spraw klimatu, w terminie do dnia 30 czerwca każdego roku, sporządza sprawozdanie z działania krajowego punktu kontaktowego za poprzedni rok kalendarzowy zawierające co najmniej: 1)liczbę pytań: a)otrzymanych, o których mowa w art. 160a ust. 3 pkt 2, b)przekazanych właściwym organom i podmiotom; 2)najczęściej pojawiające się pytania z podziałem na procedury administracyjne; 3)rekomendacje w zakresie znoszenia barier administracyjnych i usprawnienia postępowań opracowane na podstawie analizy danych, o których mowa w pkt 1 i 2. 2. W przypadku gdy zgodnie z art. 160c wykonywanie niektórych zadań powierzono innym podmiotom, podmioty te przekazują ministrowi właściwemu do spraw klimatu informacje, o których mowa w ust. 1, za poprzedni rok kalendarzowy w terminie do dnia 30 kwietnia. 3. Sprawozdanie, o którym mowa w ust. 1, udostępnia się w Biuletynie Informacji Publicznej urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu oraz za pośrednictwem strony internetowej tego urzędu.”	
Art. 19	19. Gwarancje pochodzenia dla energii ze	T		*Wyjaśnienie: system gwarancji pochodzenia do którego odnosi się Art. 19*	

	źródeł odnawialnych 1. Do celów wykazania odbiorcom końcowym, jaki jest udział lub jaka jest ilość energii ze źródeł odnawialnych w miksie energetycznym danego dostawcy energii i w energii dostarczanej konsumentom na podstawie umów, wprowadzanej do obrotu z odniesieniem do zużycia energii ze źródeł odnawialnych, państwa członkowskie zapewniają możliwość zagwarantowania, że energia pochodzi ze źródeł odnawialnych w rozumieniu niniejszej dyrektywy zgodnie z obiektywnymi, przejrzystymi i niedyskryminacyjnymi kryteriami.			*RED II został transponowany do polskiego porządku prawnego w linii z transpozycją RED I; przepisy wymienione poniżej, procedowane w projekcie ustawy, przewidują jego dostosowanie do brzmienia do RED II.* Art. 1 pkt 2 tiret trzecie „3)zasady wydawania gwarancji pochodzenia dla wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii: energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu oraz biogazu rolniczego;”, Art. 1 pkt 99 lit. a „1. Gwarancja pochodzenia wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii: 1) energii elektrycznej, 2) biometanu, 3) ciepła albo chłodu, 4) wodoru odnawialnego, 5) biogazu, 6) biogazu rolniczego – wyrażonych w MWh, zwana dalej „gwarancją pochodzenia”, wydawana w postaci elektronicznej, jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu, że określona w tym dokumencie ilość odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii i wprowadzona do sieci odpowiednio elektroenergetycznej, gazowej albo sieci ciepłowniczej lub chłodniczej, do której jest przyłączony co najmniej jeden odbiorca inny niż podmiot wytwarzający odpowiednio energię elektryczną, biometan, ciepło albo chłód, wodór odnawialny, biogaz albo biogaz rolniczy lub została wprowadzona w inne miejsce zgodnie z ust. 5.” Art. 1 pkt 99 lit. c „5. W celu wydania gwarancji pochodzenia za wprowadzenie w inne miejsce niż sieć uznaje się, w przypadku: 1) energii elektrycznej – dostarczenie za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan; 2) wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego – miejsce wprowadzenia do środka transportu innego niż sieci gazowe; 3) biometanu – miejsce wprowadzenia do środka transportu innego niż sieci gazowe, a w przypadku braku konieczności transportowania biometanu - miejsce wprowadzenia do instalacji służącej do tankowania pojazdów silnikowych biometanem.” Art. 1	„6. W celu wydania gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej	

			pkt 99 lit. c	dopuszcza się określenie ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci metodą proporcjonalną w stosunku do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii określonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych na zaciskach: 1)generatora; 2)ogniwa fotowoltaicznego; 3)ogniwa paliwowego, w którym następuje bezpośrednia przemiana energii chemicznej w energię elektryczną.”	
			Art. 1 pkt 104 lit. a	„1.Poinformowanie odbiorcy końcowego o pochodzeniu energii elektrycznej, biometanu, ciepła, chłodu, biogazu, biogazu rolniczego albo wodoru odnawialnego, dla których wydano gwarancję pochodzenia, jest możliwe jedynie po jej uprzednim umorzeniu i uzyskaniu potwierdzenia wydanego na podstawie ust. 4.”	
	2. W tym celu państwa członkowskie zapewniają wydanie gwarancji pochodzenia na wniosek producenta energii ze źródeł odnawialnych, chyba że do celów uwzględnienia wartości rynkowej gwarancji pochodzenia państwa członkowskie postanowią nie wydawać takiej gwarancji pochodzenia producentowi, który otrzymuje wsparcie finansowe z systemu wsparcia. Państwa członkowskie mogą ustalić, że gwarancje pochodzenia będą wystawiane w odniesieniu do energii ze źródeł nieodnawialnych. Wydawanie		Art. 1 pkt 99 lit. b	„3. Gwarancje pochodzenia są zbywalne. Zbycie gwarancji pochodzenia następuje niezależnie od obrotu prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia.”	
			Art. 1 pkt 99 lit. c	„4. Wydanie i zbycie gwarancji pochodzenia następuje niezależnie od korzystania z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii oraz nie stanowi pomocy publicznej.”	

	gwarancji pochodzenia może podlegać wymogowi minimalnej mocy. Gwarancja pochodzenia jest wystawiana dla standardowej jednostki 1 MWh. Dla każdej wyprodukowanej jednostki energii wydawana jest maksymalnie jedna gwarancja pochodzenia. Państwa członkowskie zapewniają, by ta sama jednostka energii ze źródeł odnawialnych była brana pod uwagę tylko raz. Państwa członkowskie zapewniają, aby w przypadku gdy producent otrzymuje wsparcie finansowe z systemu wsparcia, wartość rynkowa gwarancji pochodzenia dla tej samej produkcji była należycie uwzględniana w danym systemie wsparcia. Uznaje się, że wartość rynkowa gwarancji pochodzenia została należycie uwzględniona w dowolnym z następujących przypadków: a) wsparcie finansowe jest przyznawane w drodze postępowania o udzielenie zamówienia lub w ramach systemu zbywalnych zielonych certyfikatów; b) wartość rynkowa gwarancji pochodzenia jest uwzględniana administracyjnie w wysokości wsparcia finansowego; lub c) gwarancje pochodzenia nie są wydawane bezpośrednio producentowi, lecz dostawcy lub konsumentowi, który kupuje energię ze źródeł odnawialnych w konkurencyjnym środowisku, albo w ramach długoterminowej umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej. W celu uwzględnienia wartości rynkowej gwarancji pochodzenia państwa członkowskie mogą między innymi zdecydować o wydaniu producentowi gwarancji pochodzenia i natychmiast taką gwarancję anulować. Gwarancja pochodzenia nie ma żadnej funkcji w rozumieniu spełniania przez państwa członkowskie wymogów art. 3. Przenoszenie gwarancji pochodzenia, oddzielnie lub razem z fizycznym przekazaniem energii, nie ma wpływu na decyzję państw członkowskich w sprawie stosowania transferów statystycznych,		Art. 1 pkt 99 lit.c	Wyjaśnienia: *Dyrektywa RED II wskazuje, że państwo członkowskie musi zapewnić należyte uwzględnienie wartości rynkowej gwarancji pochodzenia, jeżeli chce aby wytwórca korzystał zarówno z systemu gwarancji pochodzenia, jak i mechanizmów wsparcia. Zgodnie z tym, dodanie ust. 4 ma za zadanie wyjaśnić, iż możliwe jest, aby wytwórca energii z źródeł odnawialnych, po spełnieniu szeregu wymagań zawartych w rozdziale 5 ustawy, mógł starać się zarówno o wydanie gwarancji pochodzenia, jak i również korzystać z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii, o których mowa rozdziale 4 ustawy. Stan prawny w chwili obecnej również umożliwia takim wytwórcom korzystanie z tych dwóch systemów, niemniej jednak wydaje się, iż ta materia nie została właściwie uszczegółowiona w przepisach ustawowych. Uwzględnienie wartości rynkowej gwarancji pochodzenia w takich systemach wsparcia jak system aukcyjny, czy też system świadectw pochodzenia – tzw. zielonych certyfikatów nie wymaga żadnych szczegółowych regulacji prawnych. Wynika to wprost z regulacji zawartych w Dyrektywie RED II, w których uznaje się, iż wartość rynkowa gwarancji pochodzenia zostaje należycie uwzględniona gdy wsparcie finansowe przyznawane jest w tożsamych do powyższych systemach. Co zaś się tyczy systemów wsparcia opartych o taryfy gwarantowane lub system dopłat do ceny rynkowej, należy uznać, iż rynkowa wartość gwarancji pochodzenia zostanie określona, jako jeden z parametrów ekonomicznego funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii. Należy w tym miejscu jednoznacznie podkreślić, iż zgodnie z obecnym stanem wytwórca, który korzysta z systemu wsparcia opartego o taryfy gwarantowane lub system dopłat do ceny rynkowej, nie ma możliwości wygenerować przychodu, w którym uzyska za sprzedaż 1 MWh kwoty większej niż równowartość 100% ceny referencyjnej dla danej technologii (nadwsparcia), nawet jeżeli zostanie doliczony do tego przychód wynikający z tytułu funkcjonowania w rejestrze gwarancji pochodzenia. Dla obu systemów bowiem, zgodnie z przepisami art. 70a ust. 1 i 2 w związku z art. 70e ustawy OZE poziom wsparcia wynosi odpowiednio 95 i 90 procent ceny referencyjnej. Niemniej jednak ze względu na zmianę wartości gwarancji pochodzenia, zadaniem Ministra Klimatu i Środowiska jest analizowanie rynku gwarancji pochodzenia m.in. poprzez analizę danych w tym zakresie przekazanych w sprawozdaniu z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na dany rok..* „7. W przypadku gdy wytworzone z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii energia elektryczna, biometan, ciepło albo chłód, wodór odnawialny, biogaz lub biogaz rolniczy, dla których została wydana gwarancja pochodzenia, zostały poddane konwersji energetycznej, stanowiącej proces technologiczny skutkujący powstaniem pochodnych rodzajów lub nośników energii w postaci energii elektrycznej,	

	wspólnych projektów lub wspólnych systemów wsparcia do celów zapewnienia zgodności z art. 3, nie ma też wpływu na obliczanie końcowego zużycia brutto energii ze źródeł odnawialnych zgodnie z art. 7.			biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu lub biogazu rolniczego, zwanych dalej „rodzajami lub nośnikami pochodnymi", wydanie gwarancji pochodzenia dla danego pochodnego rodzaju lub nośnika energii jest poprzedzone umorzeniem dotychczasowej gwarancji pochodzenia dla tego rodzaju lub nośnika energii, zwanego dalej „rodzajem lub nośnikiem pierwotnym energii"	
			Art. 1 pkt 99 lit.c	„8. W przypadku gdy konwersji energetycznej, o której mowa w ust. 7, dokonuje się w instalacji odnawialnego źródła energii tego samego wytwórcy i gdy została wydana gwarancja pochodzenia dla rodzajów lub nośników pierwotnych energii, gwarancja ta nie może zostać przeniesiona i podlega niezwłocznemu umorzeniu."	
			Art. 1 pkt 99 lit.c	„9. Gwarancja pochodzenia wydana dla biometanu wprowadzonego do instalacji służącej do tankowania pojazdów silnikowych biometanem nie może zostać przeniesiona i podlega niezwłocznemu umorzeniu."	
			Art. 1 pkt 101 lit. f	„11. Przez gwarancję pochodzenia niewymagającą rozdzielenia rozumie się gwarancję pochodzenia, z której treści wynika, że ogranicza się ona do potwierdzenia odbiorcy końcowemu wytworzenia z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii ilości odpowiednio: 1)1 MWh energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub do sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan albo 2)1 MWh biometanu wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej lub sieci przesyłowej gazowej, albo 3)1 MWh biometanu transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe lub wykorzystanego do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu, przeliczonego zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 62, albo 4)1 MWh biogazu albo biogazu rolniczego transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe, przeliczonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 62, albo 5)1 MWh ciepła albo chłodu wprowadzonych do sieci ciepłowniczej albo sieci chłodniczej, przeliczonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 61, albo 6)1 MWh wodoru odnawialnego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej, sieci przesyłowej gazowej, albo	

				7)1 MWh wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe, przeliczonego zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 62a. 12. Gwarancję pochodzenia powstałą na skutek rozdzielenia oznacza się indywidualnym numerem gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu, i zawiera się w niej dane oraz termin, o których mowa w ust. 5, przy czym dodatkowo wskazuje się, że ogranicza się ona do potwierdzenia odbiorcy końcowemu wytworzenia z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii 1 MWh: 1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan energii elektrycznej z ilości energii elektrycznej wskazanej w gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu albo 2) wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej lub sieci przesyłowej gazowej biometanu albo wodoru odnawialnego z ilości biometanu albo wodoru odnawialnego wskazanej w gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu, albo 3)transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego z ilości wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego wskazanej w gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu, albo 4)transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe lub wykorzystanego do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu biometanu z ilości biometanu wskazanej w gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu, albo 5)wprowadzonego do sieci ciepłowniczej albo sieci chłodniczej ciepła albo chłodu z ilości ciepła albo chłodu wskazanej w gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu.”;	
			Art. 1 pkt 101 lit. d	„7. Gwarancję pochodzenia wydaje się za wytworzoną energię z dokładnością do 1 MWh. W przypadku gdy rodzajem lub nośnikiem energii objętym gwarancją pochodzenia jest biometan, ciepło albo chłód, biogaz albo biogaz rolniczy lub wodór odnawialny, podlegają one przeliczeniu na energię zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie odpowiednio art. 61, art. 62 albo art. 62a.”	
			Art. 1 pkt 103	„w ust. 2: –w pkt 3 skreśla się wyraz „elektrycznej” i kropkę zastępuje się średnikiem, –dodaje się pkt 4 w brzmieniu: „4)rodzajów lub nośników energii, o których mowa w art. 120 ust. 1 pkt 1–	

			lit. b	6, dla których została wydana gwarancja pochodzenia.”,	
			Art. 1 pkt 103 lit. c	„10. Posiadacz gwarancji pochodzenia, o której mowa w art. 123 ust. 1, wraz z wnioskiem o uznanie tej gwarancji pochodzenia przekazuje do Prezesa URE informacje dotyczące gwarancji objętej tym wnioskiem, odpowiadające danym zawartym we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, o których mowa w art. 121 ust. 3.”	
	3. Do celów ust. 1 gwarancje pochodzenia są ważne przez dwanaście miesięcy od wyprodukowania danej jednostki energii. Państwa członkowskie zapewniają, aby wszystkie gwarancje pochodzenia, które nie zostały anulowane, utraciły ważność najpóźniej w terminie 18 miesięcy po dacie wyprodukowania jednostki energii. Państwa członkowskie uwzględniają gwarancje pochodzenia, które utraciły ważność, do celów wyliczenia miksu pozostałej energii.	T	Art.1 pkt 101 lit. a	„3. Gwarancja pochodzenia jest ważna przez okres 12 miesięcy od dnia zakończenia wytwarzania w instalacji odnawialnego źródła energii objętych wnioskiem o wydanie gwarancji pochodzenia odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, biogazu albo biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego i po tym okresie nie może zostać przeniesiona zgodnie z art. 124 ust. 7.”	
			Art. 1 pkt. 101 lit. b	„3a. Gwarancja pochodzenia zostaje umorzona zgodnie z art. 124a ust. 2 w okresie 18 miesięcy od dnia zakończenia wytwarzania odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, biogazu albo biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego objętych wnioskiem o wydanie gwarancji pochodzenia.”,	
			Art. 1 pkt. 101 lit. c	„4. W przypadku gdy gwarancja pochodzenia nie zostanie umorzona przed upływem okresu określonego w ust. 3a, gwarancja pochodzenia wygasa i w rejestrze gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 124 ust. 1, zostaje oznaczona jako wygaszona.”,	
	4. Do celów ujawniania informacji, o którym mowa w ust. 8 i 13, państwa członkowskie zapewniają, aby przedsiębiorstwa energetyczne anulowały gwarancje pochodzenia najpóźniej 6 miesięcy po wygaśnięciu ważności gwarancji pochodzenia.	T	Art. 1 pkt. 101 lit. b	„3a. Gwarancja pochodzenia zostaje umorzona zgodnie z art. 124a ust. 2 w okresie 18 miesięcy od dnia zakończenia wytwarzania odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, biogazu albo biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego objętych wnioskiem o wydanie gwarancji pochodzenia.”	
	5. Państwa członkowskie lub wyznaczone właściwe organy nadzorują wystawianie, przenoszenie i unieważnianie gwarancji pochodzenia. Wyznaczone właściwe organy nie mogą mieć nakładających się na siebie	T	Art. 1 pkt 100 lit. d	„5. Weryfikacji danych, o których mowa w ust. 3 pkt 1–4, 6 i 7, zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku: 1) energii elektrycznej – dokonuje operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, a w przypadku korzystania z linii bezpośredniej w	

	obszarów właściwości terytorialnej i muszą być niezależne od działalności w zakresie produkcji, obrotu i dostaw.			rozumieniu w art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne lub gdy energia elektryczna jest dostarczana bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan – jednostka akredytowana, 2) biometanu – dokonuje operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego, a w przypadku transportu środkami transportu innymi niż sieci gazowe lub w przypadku wykorzystania do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu – jednostka akredytowana, 3)wodoru odnawialnego – dokonuje operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego, a w przypadku transportu środkami transportu innymi niż sieci gazowe – jednostka akredytowana, 4)biogazu albo biogazu rolniczego transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe – dokonuje jednostka akredytowana, 5) ciepła albo chłodu – dokonuje przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła albo chłodu, a w przypadku gdy ciepło albo chłód zostały wytworzone przez to przedsiębiorstwo – jednostka akredytowana – i w terminie 30 dni od dnia jego otrzymania przekazuje ten wniosek Prezesowi URE, wraz z potwierdzeniem, ustalonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, ilości odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego wprowadzonych do sieci lub wprowadzonych w inne miejsce.”,	
			Art. 1 pkt 101 lit. a	„1.W przypadku gdy wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia nie zawiera danych, o których mowa w art. 121 ust. 3, lub zawiera błędy, Prezes URE niezwłocznie wzywa wnioskodawcę odpowiednio do uzupełnienia wniosku lub usunięcia błędów w terminie 7 dni od dnia doręczenia wezwania. Nieuzupełnienie braków lub nieusunięcie błędów we wniosku w wyznaczonym terminie skutkuje pozostawieniem wniosku bez rozpoznania. 2. Prezes URE wydaje gwarancję pochodzenia w terminie 30 dni od dnia przekazania kompletnego wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia przez operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu przesyłowego właściwego dla energii elektrycznej, biometanu, biogazu, biogazu rolniczego, wodoru odnawialnego lub przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła lub chłodu, lub przez jednostkę akredytowaną.	

	6. Państwa członkowskie lub wyznaczone właściwe organy ustanawiają odpowiednie mechanizmy mające zapewnić, aby gwarancje pochodzenia były wydawane, przekazywane i anulowane elektronicznie oraz aby były dokładne, wiarygodne i zabezpieczenie przed nadużyciami. Państwa członkowskie i wyznaczone właściwe organy zapewniają, aby wymogi, które nakładają, były zgodne z normą CEN – EN 16325.	T	Art. 1 pkt. 99 lit. a	„1. Gwarancja pochodzenia wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii: 1) energii elektrycznej, 2) biometanu, 3) ciepła albo chłodu, 4) wodoru odnawialnego, 5) biogazu, 6) biogazu rolniczego – wyrażonych w MWh, zwana dalej „gwarancją pochodzenia”, wydawana w postaci elektronicznej, jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu, że określona w tym dokumencie ilość odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii i wprowadzona do sieci odpowiednio elektroenergetycznej, gazowej albo sieci ciepłowniczej lub chłodniczej, do której jest przyłączony co najmniej jeden odbiorca inny niż podmiot wytwarzający odpowiednio energię elektryczną, biometan, ciepło albo chłód, wodór odnawialny, biogaz albo biogaz rolniczy lub została wprowadzona w inne miejsce zgodnie z ust. 5.”	
			Art. 1 pkt 101 lit. e	„9. Gwarancja pochodzenia po przekazaniu do rejestru gwarancji pochodzenia podlega rozdzieleniu w całości przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1, na gwarancje pochodzenia w postaci elektronicznej w ilości: 1)energii elektrycznej równej ilości MWh energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan, wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, wskazanej w gwarancji pochodzenia; 2)biometanu równej ilości MWh biometanu wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej, sieci przesyłowej gazowej lub transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe, lub wykorzystanego do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu, wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii, wskazanej w gwarancji pochodzenia; 3)wodoru odnawialnego równej ilości MWh wodoru odnawialnego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej, sieci przesyłowej gazowej lub transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe, wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii, wskazanej w gwarancji pochodzenia;	

				4) biogazu albo biogazu rolniczego równej ilości MWh biogazu albo biogazu rolniczego transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe, wskazanej w gwarancji pochodzenia; 5)ciepła albo chłodu równej ilości MWh ciepła albo chłodu wprowadzonych do sieci ciepłowniczej albo sieci chłodniczej wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, wskazanej w gwarancji pochodzenia.”	
			Art. 1 pkt. 103 lit. c	„11. Posiadacz gwarancji pochodzenia, składając do podmiotu, o którym mowa w ust. 1, dyspozycję jej przeniesienia, podaje dane identyfikujące podmiot, na rzecz którego jest dokonywane przeniesienie.”	
			Art. 1 pkt. 104 lit. b	„5. We wniosku, o którym mowa w ust. 4, można określić przyczynę, dla której dokonano umorzenia gwarancji pochodzenia. W przypadku gdy umorzenie jest dokonywane na potrzeby procesu konwersji energetycznej, o którym mowa w art. 120 ust. 7, jako przyczynę, dla której dokonano umorzenia gwarancji pochodzenia, obligatoryjnie wskazuje się konwersję rodzaju lub nośnika pierwotnego energii.”	
			Art. 1 pkt. 104 lit. c	„6. Wniosek, o którym mowa w ust. 4, zawiera następujące informacje dotyczące podmiotu, na rzecz którego jest dokonywane umorzenie gwarancji pochodzenia: 1)nazwę; 2)formę prawną; 3)adres siedziby wraz z oznaczeniem kraju; 4)informację, czy: a) podmiot, na rzecz którego jest dokonywane umorzenie, jest przedsiębiorstwem energetycznym czy odbiorcą końcowym, b) umorzenie jest dokonywane w celu przeprowadzenia konwersji energetycznej, o której mowa w art. 120 ust. 7. 7. Podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1, publikuje roczny bilans umorzonych gwarancji pochodzenia w terminie do dnia 30 kwietnia roku następującego po roku, którego dotyczy bilans. Bilans jest sporządzany zgodnie z normą CEN–EN 16325. 8. Umorzone gwarancje pochodzenia dotyczące rodzajów lub nośników pierwotnych energii mających podlegać procesowi konwersji energetycznej, o którym mowa w art. 120 ust. 7, nie są uwzględniane w	

				bilansie, o którym mowa w ust. 7.”	
			Art. 1 pkt. 106	„Art. 125a. 1. Podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1, opracowuje i publikuje informację o rocznym miksie energii resztkowej rozumianym jako energia elektryczna wytworzona i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej, lub za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne w danym roku rozliczeniowym trwającym od dnia 1 kwietnia do dnia 31 marca roku następnego, z uwzględnieniem przepływów rzeczywistych z poszczególnych krajów, pomniejszona o energię, dla której umorzono gwarancje pochodzenia, w terminie do dnia 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy miks energii resztkowej. Informacja, o której mowa w zdaniu pierwszym, jest sporządzana zgodnie z normą CEN–EN 16325. 2. Operator systemu przesyłowego, a w przypadku korzystania z linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy - Prawo energetyczne, Prezes URE, przekazują podmiotowi, o którym mowa w art. 124 ust. 1, w związku z realizacją przez ten podmiot obowiązku, o którym mowa w ust. 1, informację o ilości energii elektrycznej, wyrażonej w MWh: 1) wytworzonej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej, lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne, 2)importowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi z poszczególnych krajów, z uwzględnieniem miksu energetycznego tych krajów, 3) eksportowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi do poszczególnych krajów – w terminie do dnia 30 kwietnia roku następującego po roku, którego dotyczy ten obowiązek. 3. Miks energii resztkowej oblicza się według wzoru: Mer = (Pen + Ien + Igp – Egp – Ugp) – Een, gdzie poszczególne symbole oznaczają: Mer – miks energii resztkowej, wyrażony w MWh, Pen – ilość energii elektrycznej, wytworzonej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej, lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne, w danym roku, wyrażoną w MWh, Ien – ilość energii elektrycznej importowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi z poszczególnych krajów, z uwzględnieniem miksu energetycznego tych krajów, wyrażoną w MWh, Igp – ilość energii elektrycznej dla której gwarancje pochodzenia zostały uznane zgodnie z art. 123 ust. 1, wyrażoną w MWh,	

				Egp – ilość energii elektrycznej, dla której gwarancje pochodzenia wydane na podstawie art. 122 ust. 2 zostały uznane w innych krajach, wyrażoną w MWh, Ugp – ilość energii elektrycznej, dla której gwarancje pochodzenia zostały umorzone na podstawie art. 124a, wyrażoną w MWh, Een – ilość energii elektrycznej eksportowanej netto w związku z przepływami rzeczywistymi do poszczególnych krajów, wyrażoną w MWh, z uwzględnieniem udziału odnawialnych źródeł energii, obliczoną według wzoru: $Een = Eek \times \frac{(Pen + Ien + Igp - Egp - Ugp)}{(Pen + Ien + Igp)}$, gdzie symbol Eek oznacza ilość energii elektrycznej eksportowanej netto w związku przepływami rzeczywistymi do poszczególnych krajów, wyrażoną w MWh. 12. Przeniesienie gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu może nastąpić wyłącznie na rzecz podmiotu przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej.”	
	9. Państwa członkowskie uznają gwarancje pochodzenia wydane przez inne państwa członkowskie zgodnie z niniejszą dyrektywą wyłącznie jako dowód w zakresie elementów, o których mowa w ust. 1 i ust. 7 akapit pierwszy lit. a)–f). Państwo członkowskie może odmówić uznania gwarancji pochodzenia wyłącznie jeżeli ma uzasadnione wątpliwości co do jej dokładności, wiarygodności lub autentyczności. Dane państwo członkowskie powiadamia Komisję o odmowie uznania gwarancji, podając jej powody.	T	Art. 1 pkt 102 Art. 1 pkt 102 Art. 1 pkt 103 lit. c	„5. Uznanie gwarancji pochodzenia, o którym mowa w ust. 1, jest warunkiem wprowadzenia do rejestru gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 124 ust. 1.” „6. Prezes URE może przystąpić do stowarzyszenia Association of Issuing Bodies zrzeszającego organy wydające gwarancje pochodzenia.” „13. Podmiot, o którym mowa w ust. 1, publikuje roczny bilans gwarancji pochodzenia przeniesionych do rejestrów gwarancji pochodzenia w państwach innych niż Rzeczpospolita Polska, a także uznanych na podstawie art. 123 ust. 1, w terminie do dnia 30 kwietnia roku następującego po roku, którego dotyczy bilans.”	
	11. Państwa członkowskie nie uznają gwarancji pochodzenia wydanych przez państwo trzecie, z wyjątkiem przypadków gdy Unia zawarła z tym państwem trzecim umowę w sprawie wzajemnego uznawania gwarancji pochodzenia wydanych w Unii i kompatybilnych systemów	T	Art. 1 pkt 102	„5. Uznanie gwarancji pochodzenia, o którym mowa w ust. 1, jest warunkiem wprowadzenia do rejestru gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 124 ust. 1. 6. Prezes URE może przystąpić do stowarzyszenia Association of Issuing Bodies zrzeszającego organy wydające gwarancje pochodzenia.	

	gwarancji pochodzenia utworzonych w tym państwie trzecim, i to wyłącznie w przypadku gdy prowadzony jest bezpośredni przywóz lub wywóz energii.			7. Koszty składki związane z członkostwem Prezesa URE w stowarzyszeniu, o którym mowa w ust. 6, pokrywa podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 pkt 1, ze składek podmiotów wpisanych do rejestrów prowadzonych przez ten podmiot. 8. Prezes URE oraz podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 pkt 1, zawierają porozumienie określające szczegółowe zasady współpracy, w szczególności dotyczące kwestii ponoszenia składki członkowskiej, o której mowa w ust. 7, oraz inne prawa i obowiązki stron tego porozumienia.”	
Art. 23	23. Zwiększanie roli energii odnawialnej w ciepłownictwie i chłodnictwie 1. W celu promowania korzystania z energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia każde państwo członkowskie dąży do zwiększenia udziału energii odnawialnej w tym sektorze orientacyjnie o 1,3 punktu procentowego jako roczna średnia wyliczona dla okresów 2021–2025 i 2026–2030, zaczynając od udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia osiągniętego w 2020 r., wyrażonego jako krajowy udział w zużyciu energii końcowej i obliczonego zgodnie z metodyką opisaną w art. 7, bez uszczerbku dla ust. 2 niniejszego artykułu. W przypadku państw członkowskich, w których nie wykorzystuje się ciepła odpadowego i chłodu odpadowego, to zwiększenie udziału ograniczone jest do 1,1 punktu procentowego. W stosownych przypadkach państwa członkowskie nadają priorytet najlepszym dostępnym technologiom. 2. Do celów ust. 1, obliczając swój udział energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia i swoje średnie roczne zwiększenie, o którym mowa w ust. 1, każde państwo członkowskie: a) może doliczać ciepło odpadowe i chłód odpadowy, do wysokości 40 %średniego rocznego zwiększenia; b) jeżeli jego udział energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia przekracza 60 %, może liczyć każdy taki udział jako spełniający średnie	T	Art. 1 pkt 96 lit. a Art. 1 pkt 96 lit. c Art. 3 pkt 12 Art. 3 pkt 13 lit.a	„1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub chłodem lub wytwarzaniem ciepła lub chłodu i jego sprzedażą odbiorcom końcowym dokonuje zakupu oferowanego mu: 1)ciepła lub chłodu, wytworzonych w przyłączonych do tej sieci instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym w instalacjach termicznego przekształcania odpadów, z wyłączeniem instalacji spalania wielopaliwowego stosujących paliwa kopalne, 2)ciepła odpadowego w rozumieniu art. 3 pkt 20i ustawy – Prawo energetyczne – w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa przyłączonych do tej sieci.” „2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła na obszarze danego systemu ciepłowniczego jest obowiązane do wyrażenia zgody na przyłączenie instalacji, o której mowa w ust. 1, do sieci ciepłowniczej lub na zmianę warunków przyłączenia w celu przyłączenia takiej instalacji. Przyłączenie jest realizowane zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne.” „1b) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania jednostek wytwórczych będących instalacjami odnawialnego źródła energii, w których jest wytwarzane ciepło, oraz instalacji, w których jest zagospodarowywane ciepło odpadowe, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%;” „1c. Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł ciepła o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, które spełnia warunki określone w art. 7b ust. 3, nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.”	

	roczne zwiększenie; oraz c) jeżeli jego udział energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia wynosi ponad 50 %, ale nie przekracza 60 %, może liczyć każdy taki udział jako spełniający połowę średniego rocznego zwiększenia. Podejmując decyzje o wprowadzeniu środków w celu stosowania energii ze źródeł odnawialnych w sektorze ogrzewania i chłodzenia państwa członkowskie mogą uwzględniać opłacalność odzwierciedlającą strukturalne bariery wynikające z wysokiego udziału gazu ziemnego lub chłodzenia, lub z rozproszonej struktury rozmieszczenia skupisk ludzkich o niskiej gęstości zaludnienia. W przypadku gdyby środki te skutkowały niższym średnim rocznym zwiększeniem niż to, o którym mowa w ust. 1 niniejszego artykułu, państwa członkowskie podają informacje o tym fakcie do wiadomości publicznej, na przykład w ich zintegrowanych krajowych sprawozdaniach z postępów dotyczących energii i klimatu zgodnie z art. 20 rozporządzenia(UE) 2018/1999, i przekazują Komisji uzasadnienie, w tym uzasadnienie wyboru środków, o których mowa w akapicie drugim niniejszego ustępu. 3. Na podstawie obiektywnych i niedyskryminacyjnych kryteriów państwa członkowskie mogą ustanowić i podać do wiadomości publicznej wykaz środków oraz wyznaczyć i podać do wiadomości publicznej podmioty wykonawcze, takie jak dostawcy paliw, organy publiczne lub zawodowe, które mają przyczyniać się do średniego rocznego zwiększenia, o którym mowa w ust. 1. 4. Państwa członkowskie mogę wdrażać średnie roczne zwiększenie, o którym mowa w ust. 1, między innymi, stosując jeden lub więcej następujących wariantów: a) fizyczne wprowadzanie energii odnawialnej lub ciepła odpadowego i chłodu odpadowego do energii i paliw energetycznych dostarczanych		Art. 1 pkt 113 lit. a Art. 1 pkt 113 lit. d Art. 37	„1b) mocy zainstalowanej cieplnej poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii objętych koncesją Prezesa URE na wykonywanie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu ciepła;” „4)liczby wydanych gwarancji pochodzenia z podziałem na rodzaje instalacji odnawialnego źródła energii, w których wytworzono energię elektryczną, biometan, ciepło albo chłód, wodór odnawialny, biogaz albo biogaz rolniczy.” „Art. 37. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła w danej sieci ciepłowniczej przekazuje po raz pierwszy Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki i ministrowi właściwemu do spraw energii sprawozdanie oraz publikuje po raz pierwszy informację, o których mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 3, w terminie do dnia 29 lutego 2024 r. 2. Przedsiębiorstwo energetyczne wytwarzające ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej przekazuje po raz pierwszy przedsiębiorstwu energetycznemu, do którego sieci jest przyłączone, informacje niezbędne do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 3, w terminie do dnia 31 stycznia 2024 r.”	

	na potrzeby ogrzewania i chłodzenia; b) bezpośrednie środki ograniczające zużycie paliw kopalnych, takie jak instalacja w budynkach wysoce efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych wykorzystujących energię odnawialną lub wykorzystywanie energii odnawialnej lub ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w przemysłowych procesach grzewczych i chłodniczych; c) pośrednie środki ograniczające zużycie paliw kopalnych objęte zbywalnymi certyfikatami potwierdzającymi przestrzeganie zobowiązania określonego w ust. 1 poprzez wspieranie pośrednich środków ograniczających przez inny podmiot gospodarczy, taki jak niezależny instalator technologii związanych z energia odnawialną lub przedsiębiorstwo usług energetycznych świadczące usługi w zakresie instalacji wykorzystujących energie odnawialne; lub d) inne środki z zakresu polityki o równoważnym skutku w celu osiągnięcia średniego rocznego zwiększenia, o którym mowa w ust. 1, w tym środki fiskalne lub inne zachęty finansowe. Przy wprowadzaniu i wdrażaniu środków, o których mowa w akapicie pierwszym, państwa członkowskie dążą do zapewnienia dostępności tych środków dla wszystkich konsumentów, zwłaszcza gospodarstw domowych o niskich dochodach lub gospodarstw domowych w trudnej sytuacji, które w przeciwnym wypadku nie dysponowałyby wystarczającymi nakładami kapitałowymi, by korzystać z tych środków. 5. Państwa członkowskie mogą korzystać ze struktur ustanowionych w ramach krajowych zobowiązań w zakresie oszczędności energii, o których mowa w art. 7 dyrektywy 2012/27/UE, w celu wdrażania i monitorowania środków, o których mowa w ust. 3 niniejszego artykułu. 6. W przypadku wyznaczenia podmiotów na				

	podstawie ust. 3 państwa członkowskie zapewniają, by ich wkład w te wyznaczone podmioty był wymierny i możliwy do zweryfikowania oraz by wyznaczone podmioty składały co roku sprawozdanie dotyczące: a) całkowitej ilości energii dostarczonej do celów ogrzewania i chłodzenia; b) całkowitej ilości energii odnawialnej dostarczonej do celów ogrzewania i chłodzenia; c) ilości ciepła odpadowego i chłodu odpadowego dostarczonej do celów ogrzewania i chłodzenia; d) udziału energii odnawialnej i ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w całkowitej ilości energii dostarczonej do celów ogrzewania i chłodzenia; oraz e) rodzaju odnawialnego źródła energii.				
Art. 24	24. Systemy ciepłownicze i chłodnicze 1. Państwa członkowskie zapewniają, aby odbiorcy końcowi otrzymywali – w łatwo dostępny sposób, na przykład na stronach internetowych dostawców lub w rozliczeniach rocznych, lub na żądanie – informacje na temat efektywności energetycznej i udziału energii odnawialnej w ich systemach ciepłowniczych i chłodniczych. 2. Państwa członkowskie ustanawiają niezbędne środki i warunki umożliwiające odbiorcom systemów ciepłowniczych i chłodniczych, które nie są efektywnymi systemami ciepłowniczymi i chłodniczymi lub które nie staną się takimi systemami do dnia 31 grudnia 2025 r. w oparciu o plan zatwierdzony przez właściwy organ, odłączenie się od takiego systemu poprzez zakończenie lub zmianę umowy w celu samodzielnej produkcji ciepła lub chłodu z wykorzystaniem źródeł odnawialnych. W przypadku gdy zakończenie umowy wiąże	T	Art. 3 pkt 4 lit. c Art. 3 pkt 4 lit. a Art. 1 pkt 96 lit. a	„3e. Podmiot posiadający tytuł prawny do obiektu przyłączonego do sieci ciepłowniczej, która nie jest elementem efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, o którym mowa w ust. 4, może odłączyć się od sieci przez rozwiązanie lub zmianę umowy na dostarczanie ciepła do tego obiektu, w celu samodzielnego wytwarzania ciepła w indywidualnym źródle ciepła spełniającym warunki, o których mowa w ust. 3.” „3. Obowiązku, o którym mowa w ust. 1, nie stosuje się, jeżeli jest planowane dostarczanie ciepła z indywidualnego źródła ciepła w obiekcie, które spełnia łącznie następujące warunki: 1) charakteryzuje się współczynnikiem nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej nie wyższym niż 0,8; 2) ciepło wytworzone z tego źródła ciepła stanowi nie mniej niż 60% ciepła z odnawialnych źródeł energii.” „1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub chłodem lub wytwarzaniem ciepła lub chłodu i jego sprzedażą odbiorcom końcowym dokonuje zakupu oferowanego mu: 1)ciepła lub chłodu, wytworzonych w przyłączonych do tej sieci instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym w instalacjach termicznego przekształcania odpadów, z wyłączeniem instalacji spalania wielopaliwowego stosujących paliwa kopalne, 2)ciepła odpadowego w rozumieniu art. 3 pkt 20i ustawy – Prawo	

	się z fizycznym odłączeniem, takie zakończenie może być uzależnione od odszkodowania za koszty poniesione bezpośrednio z powodu fizycznego odłączenia oraz za niezamortyzowaną część aktywów koniecznych do dostarczenia ciepła i chłodu do danego odbiorcy. 3. Państwa członkowskie mogą ograniczyć prawo do odłączenia poprzez zakończenie lub zmianę umowy zgodnie z ust. 2 do odbiorców, którzy mogą wykazać, że planowane alternatywne rozwiązanie w zakresie ogrzewania lub chłodzenia przyniesie znaczącą poprawę efektywności energetycznej. Ocena efektywności energetycznej alternatywnego rozwiązania może opierać się na świadectwie charakterystyki energetycznej. 4. Państwa członkowskie ustanawiają niezbędne środki zapewniające, by systemy ciepłownicze i chłodnicze przyczyniały się do zwiększenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1 niniejszej dyrektywy, poprzez wdrożenie przynajmniej jednej z dwóch następujących opcji: a) dążenie do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w systemach ciepłowniczych i chłodniczych o przynajmniej jeden punkt procentowy jako roczna średnia obliczona dla okresu 2021–2025 i dla okresu 2026–2030, zaczynając od udziału energii ze źródeł odnawialnych i z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w systemach ciepłowniczych i chłodniczych osiągniętego w 2020 r., wyrażonego w postaci udziału w końcowym zużyciu energii w systemach ciepłowniczych i chłodniczych, poprzez wdrożenie środków, co do których można się spodziewać, że spowodują takie średnie roczne zwiększenie w latach o normalnych warunkach klimatycznych. Państwa członkowskie, w których udział energii ze źródeł odnawialnych i z ciepła odpadowego i			energetyczne – w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa przyłączonych do tej sieci.” „Art. 36. 1. Na potrzeby stosowania art. 7b ustawy zmienianej w art. 3 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą oraz art. 116 ust. 2b ustawy zmienianej w art. 1, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła uzgadnia z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki plan rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy zmienianej w art. 3, w części przewidującej, że system ciepłowniczy przedsiębiorstwa energetycznego będzie spełniać w terminie do dnia 31 grudnia 2025 r. warunki dotyczące efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego określone w art. 7b ust. 4 ustawy zmienianej w art. 3.” „3g. W przypadku budynku wielolokalowego odłączenie od systemu, o którym mowa w ust. 3e, może dotyczyć jedynie całego takiego budynku.” „Art. 10d. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza ocenę potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych znajdujących się w obszarze jego działania, w zakresie: 1)świadczenia usług systemowych, 2)udostępniania instalacji zarządzania popytem, 3)magazynowania nadwyżek energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii – na rzecz tego operatora. 2.W ramach oceny, o której mowa w ust. 1, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ocenia, czy wykorzystanie zidentyfikowanego potencjału systemu ciepłowniczego lub chłodniczego byłoby bardziej efektywne pod względem zasobów i kosztów niż wykorzystanie innych dostępnych rozwiązań alternatywnych. 3. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, których systemów ciepłowniczych lub chłodniczych dotyczy ocena potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, i przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła lub chłodu, których urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła lub chłodu wchodzą w skład systemów ciepłowniczych lub chłodniczych objętych tą oceną, przekazują operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego informacje niezbędne do sporządzenia tej oceny. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wykorzystuje	Art. 36 Art. 3 pkt 4 lit. c Art. 3 pkt 6	

	chłodu odpadowego w systemach ciepłowniczych i chłodniczych przekracza 60 %, mogą liczyć każdy taki udział jako spełniający średnie roczne zwiększenie o którym mowa w akapicie pierwszym niniejszej litery. Państwa członkowskie ustanawiają środki konieczne do wdrożenia średniego rocznego zwiększenia określonego w akapicie pierwszym niniejszej litery w swoich zintegrowanych krajowych planach w dziedzinie energii i klimatu zgodnie z załącznikiem I do rozporządzenia (UE) 2018/1999; b) zapewnienie, by operatorzy systemów ciepłowniczych i chłodniczych byli zobowiązani do przyłączenia dostawców energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego lub byli zobowiązani do oferowania podłączenia i zakupu ciepła i chłodu ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego od dostawców będących stroną trzecią – w oparciu o niedyskryminacyjne kryteria określone przez właściwy organ danego państwa członkowskiego, jeżeli operatorzy ci muszą: (i) zaspokoić popyt ze strony nowych odbiorców; (ii) zastąpić istniejące zdolności wytwarzania ciepła lub chłodu; lub (iii) rozszerzyć istniejące zdolności wytwarzania ciepła lub chłodu. 5. W przypadku gdy państwo członkowskie korzysta z opcji, o której mowa w ust. 4 lit. b), operator systemu ciepłowniczego lub chłodniczego może odmówić przyłączenia i zakupu ciepła lub chłodu od dostawców będących stronami trzecimi, w przypadku gdy: a) system nie ma wystarczającej przepustowości ze względu na inne dostawy ciepła odpadowego i chłodu odpadowego, ciepła lub chłodu ze źródeł odnawialnych bądź ciepła lub chłodu produkowanego przez wysokosprawne układy			informacje z zachowaniem tajemnicy przedsiębiorstwa. 4.Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza ocenę, o której mowa w ust. 1 co 4 lata, w terminie do dnia 30 czerwca roku następującego po tym okresie. 5.Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje sporządzoną ocenę, o której mowa w ust. 1, operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego, Prezesowi URE oraz przedsiębiorstwom energetycznym, o których mowa w ust. 3.”	

	kogeneracyjne; b) ciepło lub chłód od dostawcy będącego stroną trzecią nie spełnia parametrów technicznych niezbędnych do przyłączenia oraz zapewnienia niezawodnego i bezpiecznego funkcjonowania systemu ciepłowniczego i chłodniczego; lub c) operator może wykazać, że udzielenie dostępu doprowadziłoby do nadmiernego wzrostu kosztów dla odbiorców końcowych za dostarczenie ciepła lub chłodu w porównaniu z kosztami związanymi z korzystaniem z głównego lokalnego źródła ciepła lub chłodu, dla którego energia ze źródeł odnawialnych lub ciepło odpadowe i chłód odpadowy stanowiłyby konkurencję. Państwa członkowskie zapewniają, by w przypadku gdy operator systemu ciepłowniczego lub chłodniczego odmówi przyłączenia dostawcy ciepła lub chłodu na podstawie akapitu pierwszego, operator ten zgodnie z ust. 9 przekazał właściwemu organowi informację dotyczącą powodów odmowy, jak również warunków, które należałoby spełnić i środków, które należałoby wprowadzić w systemie, aby umożliwić takie przyłączenie. 6. W przypadku gdy państwo członkowskie korzysta z opcji, o której mowa w ust. 4 lit. b), może ono zwolnić operatorów następujących systemów ciepłowniczych i chłodniczych ze stosowania tej litery: a) efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych; b) efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych wykorzystujących wysokosprawną kogenerację; c) systemów ciepłowniczych i chłodniczych, które na podstawie planu zatwierdzonego przez właściwy organ staną się efektywnymi systemami ciepłowniczymi i chłodniczymi do 31 grudnia 2025 r.; d) systemów ciepłowniczych i chłodniczych o całkowitej nominalnej mocy cieplnej poniżej 20				

	MW. 7. Prawo do odłączenia poprzez zakończenie lub zmianę umowy zgodnie z ust. 2 mogą stosować odbiorcy indywidualni, wspólne przedsiębiorstwa utworzone przez odbiorców lub strony działające w imieniu odbiorców. W przypadku budynków wielomieszkaniowych takie odłączenie można przeprowadzić wyłącznie na poziomie całego budynku zgodnie z obowiązującym prawem mieszkaniowym. 8. Państwa członkowskie wymagają od operatorów systemu dystrybucyjnego energii elektrycznej, aby nie rzadziej niż co cztery lata oceniali, we współpracy z operatorami systemów ciepłowniczych i chłodniczych na odpowiednim obszarze, potencjał systemów ciepłowniczych i chłodniczych pod względem zapewnienia usługi bilansującej i innych usług systemowych, w tym odpowiedzi odbioru i magazynowania nadwyżek energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz aby oceniali, czy wykorzystanie zidentyfikowanego potencjału byłoby bardziej efektywne pod względem zasobów i kosztów niż rozwiązania alternatywne. 9. Państwa członkowskie zapewniają jasne określenie i egzekwowanie przez właściwy organ praw konsumentów oraz zasad eksploatacji systemów ciepłowniczych i chłodniczych na podstawie niniejszego artykułu. 10. Państwo członkowskie nie ma obowiązku stosowania ust. 2–9 niniejszego artykułu, jeżeli: a) w dniu 24 grudnia 2018 r. udział jego systemów ciepłowniczych i chłodniczych w ogólnym zużyciu energii na ogrzewanie i chłodzenie wynosi 2 % lub mniej; b) udział jego systemów ciepłowniczych i chłodniczych wzrasta ponad poziom 2 % na skutek rozwijania nowych efektywnych				

	systemów ciepłowniczych i chłodniczych na podstawie jego zintegrowanych krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu zgodnie z załącznikiem I do rozporządzenia (UE) 2018/1999 lub na podstawie oceny, o której mowa w art. 15 ust. 8 niniejszej dyrektywy; lub c) udział jego systemów, o których mowa w ust. 6 niniejszego artykułu, stanowi ponad 90 % całkowitej sprzedaży jego systemów ciepłowniczych i chłodniczych.				
Art. 29 ust. 11	Art. 29 Kryteria zrównoważonego rozwoju i ograniczania emisji gazów cieplarnianych w odniesieniu do biopaliw, biopłynów i paliw z biomasy 11.Energię elektryczną z paliw z biomasy uwzględnia się do celów, o których mowa w ust. 1 akapit pierwszy lit. a), b) i c), jedynie wtedy, gdy spełnia ona co najmniej jeden spośród następujących wymogów: a) jest ona produkowana w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej poniżej 50 MW; b) w przypadku instalacji o całkowitej nominalnej mocy cieplnej między od 50 do 100 MW – jest ona produkowana przy zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji lub – w przypadku instalacji stricte elektrycznych – przy osiągnięciu poziomu sprawności energetycznej powiązanego z najlepszymi dostępnymi technikami (zwanymi dalej „BAT-AEEL"), zgodnie z definicją zawartą w decyzji wykonawczej Komisji (UE) 2017/1442 (1); c) w przypadku instalacji o całkowitej nominalnej mocy cieplnej powyżej 100 MW – jest ona produkowana przy zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji lub – w przypadku instalacji stricte elektrycznych – przy osiągnięciu poziomu sprawności elektrycznej netto wynoszącego co najmniej 36 %; d) jest ona produkowana z zastosowaniem		Art. 1 pkt 111	„4. Energię elektryczną wytworzoną z biomasy uwzględnia się do udziału, o którym mowa w ust. 1, jedynie gdy spełnia ona co najmniej jeden z następujących wymogów: 1)jest ona wytwarzana w instalacjach odnawialnego źródła energii o całkowitej nominalnej mocy cieplnej mniejszej niż 50 MW; 2)w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii o całkowitej nominalnej mocy cieplnej od 50 MW do 100 MW – jest ona wytwarzana przy zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji, a w przypadku instalacji wyłącznie elektrycznych - przy osiągnięciu poziomu sprawności energetycznej powiązanego z najlepszymi dostępnymi technikami, o których mowa w art. 207 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2022 r. poz. 2556 i 2687); 3)w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii o całkowitej nominalnej mocy cieplnej większej niż 100 MW – jest ona wytwarzana przy zastosowaniu technologii wysokosprawnej kogeneracji, a w przypadku instalacji wyłącznie elektrycznych - przy osiągnięciu poziomu sprawności elektrycznej netto wynoszącego co najmniej 36%; 4)jest ona wytwarzana w instalacji odnawialnego źródła energii z zastosowaniem wychwytywania i składowania CO_2 z biomasy."	

	wychwytywania i składowania CO2 z biomasy. Do celów ust. 1 akapit pierwszy lit. a), b) i c) niniejszego artykułu, instalacje stricte elektryczne uwzględnia się jedynie pod warunkiem że nie wykorzystują one paliw kopalnych jako paliwa głównego oraz jedynie wtedy, gdy zgodnie z oceną przeprowadzoną zgodnie z art. 14 dyrektywy 2012/27/UE zastosowanie technologii wysokosprawnej kogeneracji nie zapewnia potencjalnej opłacalności. Do celów ust. 1 akapit pierwszy lit. a) i b) niniejszego artykułu niniejszy ustęp ma zastosowanie tylko do instalacji oddanych do eksploatacji lub przystosowanych do wykorzystywania paliw z biomasy po dniu 25 grudnia 2021 r. Do celów ust. 1 akapit pierwszy lit. c) niniejszego artykułu niniejszy ustęp pozostaje bez uszczerbku dla wsparcia udzielanego w ramach systemów wsparcia zgodnie z art. 4 zatwierdzonych do dnia 25 grudnia 2021 r. Państwa członkowskie mogą stosować wymogi w zakresie efektywności energetycznej, które są wyższe, niż te, o których mowa w akapicie pierwszym niniejszego ustępu, do instalacji o niższej nominalnej mocy cieplnej. Akapit pierwszy nie ma zastosowania do energii elektrycznej z instalacji będących przedmiotem szczególnego powiadomienia przekazanego Komisji przez państwo członkowskie, wynikającego z należycie uzasadnionego zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Po ocenie powiadomienia Komisja podejmuje decyzję z uwzględnieniem elementów w nim zawartych.				
ZAŁĄCZNIK VII	Rozliczanie energii z pomp cieplnych	T	Art. 1 pkt 96 lit. a i b	„1a. W przypadku gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej pompę ciepła, obowiązek zakupu dotyczy jedynie ciepła stanowiącego energię ze źródeł odnawialnych, za którą uznaje się energię aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną lub otoczenia, wychwycone przez pompy ciepła, w ilości obliczonej według wzoru:	

				E_{RES} = Qusable * (1 – 1/SPF), gdzie poszczególne symbole oznaczają: E_{RES} – ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, hydrotermalnej lub otoczenia, wychwyconych przez pompy ciepła, która stanowi energię ze źródeł odnawialnych, Qusable – szacunkowe całkowite ciepło użytkowe wytworzone z pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, hydrotermalnej lub otoczenia, która stanowi energię ze źródeł odnawialnych, SPF – szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, hydrotermalnej lub otoczenia, która stanowi energię ze źródeł odnawialnych. 1b. Do obliczenia ilości energii ze źródeł odnawialnych w przypadku, o którym mowa w ust. 1a, bierze się pod uwagę wyłącznie energię aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną lub otoczenia, wychwycone przez pompy ciepła spełniające kryterium szacunkowego przeciętnego współczynnika wydajności sezonowej, obliczonego według wzoru: SPF > 1,15 * 1/η, gdzie poszczególne symbole oznaczają: SPF – szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, hydrotermalnej lub otoczenia, która stanowi energię ze źródeł odnawialnych, η – stosunek między całkowitą produkcją energii elektrycznej brutto i pierwotnym zużyciem energii dla produkcji energii elektrycznej, obliczany jako średnia dla całej Unii Europejskiej oparta na danych organu statystycznego Unii Europejskiej – Eurostatu.”	
ZAŁĄCZNIK XI	Tabela korelacji	N		Nie wymaga wdrożenia	

ODWRÓCONA TABELA ZGODNOŚCI

1.	**Instytucja odpowiedzialna za wdrożenie dyrektywy**	
	Ministerstwo Klimatu i Środowiska	
2.	**Akt prawny, na mocy którego wdrażane są przepisy dyrektywy**	
	Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw	
3.	**Treść przepisu projektu ustawy wykraczający poza implementację prawa UE**	**Uzasadnienie wprowadzenia**
	Art. 1 pkt 1 w odnośniku nr 1 do ustawy uchyla się pkt 1;	Zmiana ma charakter porządkowy.
	Art. 1 pkt 2 lit. a W art. 1 w ust. 1 „-w pkt 1 w lit. b dodaje się przecinek i dodaje się lit. ba i bb w brzmieniu: „ba)biogazu, bb) biometanu”, -w pkt 2 w lit. c dodaje się przecinek i dodaje się lit. d i e w brzmieniu: „d)biogazu, e)biometanu”, -pkt 3 otrzymuje brzmienie: „3)zasady wydawania gwarancji pochodzenia dla wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii: energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu oraz biogazu rolniczego;”	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 2 lit. b W art. 1 w ust. 2 wyrazy „rozdziału 6” zastępuje się wyrazami „rozdziałów 5 i 6”	Zmiana ma charakter porządkowy.
	Art. 1 pkt 3 lit. a W art. 2 pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2)biogaz rolniczy – gaz otrzymywany w procesie fermentacji metanowej:	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania

	a)produktów rolnych oraz produktów ubocznych rolnictwa, w tym odchodów zwierzęcych, b)produktów z przetwórstwa produktów pochodzenia rolniczego i produktów ubocznych, odpadów lub pozostałości z tego przetwórstwa, w tym z przetwórstwa i produkcji żywności, z zakładów przemysłowych, a także z zakładowych oczyszczalni ścieków z przetwórstwa rolno-spożywczego, w których jest prowadzony rozdział ścieków przemysłowych od pozostałych rodzajów osadów i ścieków, c)produktów spożywczych przeterminowanych lub nieprzydatnych do spożycia, d)tłuszczów i mieszanin olejów z separacji olej/woda zawierających wyłącznie oleje jadalne i tłuszcze, e)biomasy roślinnej zebranej z terenów innych niż zaewidencjonowane jako rolne lub leśne, f)odchodów zwierzęcych pozyskanych z działalności innej niż rolnicza – z wyłączeniem biogazu pozyskanego z odpadów komunalnych, ze składowisk odpadów, a także z substratów pochodzących z oczyszczalni ścieków innych niż wymienionych w lit. b;”	emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 3 lit. b W art. 2 po pkt 3b dodaje się pkt 3c w brzmieniu: „3c) biometan – gaz uzyskany z biogazu, biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego, poddanych procesowi oczyszczenia, wprowadzany do sieci gazowej lub transportowany w postaci sprężonej albo skroplonej środkami transportu innymi niż sieci gazowe, lub wykorzystany do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu;”	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 3 lit. c W art. 2 po pkt 4b dodaje się pkt 4c i 4d w brzmieniu: „4c) ciepło – ciepło w rozumieniu art. 3 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne; 4d) chłód – energia cieplna zawarta w wodzie lodowej lub w innych jej nośnikach powodujących obniżanie temperatury danego obiektu;”	Przedmiotem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację celu zwiększenia udziału energii odnawialnej w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa.
	Art. 1 pkt 3 lit. d W art. 2 w pkt 5 po wyrazach „biogazem rolniczym” dodaje się wyraz „ , biometanem”	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego

		celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 3 lit. f W art. 2 pkt 11a otrzymuje brzmienie: „11a) hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, w którym stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej w ciągu roku stanowi stosunek ilości MWh wytworzonej energii elektrycznej na każdy MW mocy przyłączeniowej, przyłączonych do sieci elektroenergetycznej w jednym miejscu przyłączenia, wytwarzający energię elektryczną w tych urządzeniach wyłącznie z odnawialnych źródeł energii różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz spełniający następujące warunki: a)żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu, b)wyprowadzenie mocy z urządzeń wchodzących w skład tego zespołu do sieci elektroenergetycznej następuje przez urządzenie łączące ten zespół z siecią elektroenergetyczną, służące do transformacji energii do warunków niezbędnych do jej wprowadzenia do tej sieci, c)zespół ten obejmuje magazyn energii służący do magazynowania energii elektrycznej pochodzącej z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu, przy czym udział energii pochodzącej z tych urządzeń wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii elektrycznej w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej wynosi nie mniej niż 5% na rok, do czego nie wlicza się energii elektrycznej pobranej z sieci;”	Projektowane zmiany będą miały istotny wpływ na rozwój sektora magazynowania energii, co sprzyja stałemu rozwojowi tej technologii w efekcie czego spodziewać się należy wzrostu efektywności magazynów energii. W szerszej perspektywie rozwój tej technologii ma wpływ nie tylko na duże instalacje odnawialnego źródła energii. Zakłada się, iż tańsza i bardziej efektywna technologia magazynowania energii to szansa na zwiększenie poziomu autokonsumpcji energii odnawialnej.
	Art. 1 pkt 3 lit. g W art. 2 pkt 13 otrzymuje brzmienie: „13) instalacja odnawialnego źródła energii – instalację stanowiącą wyodrębniony zespół: a) urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia elektryczna lub ciepło lub chłód są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lub b)obiektów budowlanych i urządzeń, stanowiących całość techniczno-użytkową służącą do wytwarzania biogazu, biogazu rolniczego, biometanu, lub wodoru odnawialnego – a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, magazyn biogazu, lub instalacja magazynowa w rozumieniu art. 3 pkt 10a ustawy – Prawo energetyczne wykorzystywana do magazynowania biogazu rolniczego, biometanu, lub wodoru odnawialnego;”	Przedmiotem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację celu zwiększenia udziału energii odnawialnej w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa. Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 3 lit. h W art. 2 pkt 15a otrzymuje brzmienie:	Odpowiedni dobór odnawialnych i innych źródeł wytwarzania energii w ramach kooperatyw energetycznych, takich jak m.in. klastry energii może

	„15a) klaster energii – porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania, równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji energii elektrycznej lub paliw w rozumieniu art. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, lub obrotu nimi lub w zakresie wytwarzania, magazynowania, równoważenia zapotrzebowania, przesyłania lub dystrybucji ciepła, lub obrotu ciepłem, w celu zapewnienia jego stronom korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych lub zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego, którego stroną jest co najmniej: a)jednostka samorządu terytorialnego lub b)spółka kapitałowa utworzona na podstawie art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 20 grudnia 1996 r. o gospodarce komunalnej (Dz. U. z 2021 r. poz. 679) przez jednostkę samorządu terytorialnego z siedzibą na obszarze działania klastra energii, lub c)spółka kapitałowa, której udział w kapitale zakładowym spółki, o której mowa w lit. b, jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji;”	lokalnie zapewnić samowystarczalność i tym samym bezpieczeństwo energetyczne. Takie podejście wymagać będzie zmiany dotychczasowego rynku produkcji i dystrybucji energii oraz wdrażania nowych modeli rynkowych dopuszczających m.in. takie cechy jak: moc, dyspozycyjność, lokalizacja wytwórcy, lokalizacja odbiorcy, czy charakterystyka zapotrzebowania. Aby zapewnić możliwość wdrażania oczekiwanych zmian, w kolejnych latach powinny być wspierane tworzenie i rozwój klastrów energii, a także spółdzielni energetycznych i innych form współpracy energetycznej na poziomie lokalnym.
	Art. 1 pkt 3 lit. i W art. 2 pkt 19a otrzymuje brzmienie: „19a) modernizacja – proces inwestycyjny, którego celem jest: a)odtworzenie stanu pierwotnego lub zmiana parametrów użytkowych lub technicznych instalacji odnawialnego źródła energii albo b)przekształcenie instalacji odnawialnego źródła energii w inny rodzaj instalacji odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem przekształcenia w instalację spalania wielopaliwowego, albo c)przekształcenie jednostki wytwórczej w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne niestanowiącej instalacji odnawialnego źródła energii w instalację odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem przekształcenia w instalację spalania wielopaliwowego;”	Celem zaproponowanych w projekcie zmian jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii, które zakończyły udział w przewidzianych dla nich systemów wsparcia, a stosowana w nich technologia wiąże się z kosztami operacyjnymi przewyższającymi przychody rynkowe z prowadzonej działalności.
	Art. 1 pkt 3 lit. j W art. 2 w pkt 19b: –lit. b otrzymuje brzmienie: „b)generatora, modułu fotowoltaicznego, elektrolizera lub ogniwa paliwowego podaną przez producenta na tabliczce znamionowej – w przypadku instalacji innej niż wskazana w lit. a albo c,”, –dodaje się lit. c w brzmieniu: „c)urządzenia służącego do transformacji energii, o którym mowa w pkt 11a lit. b – w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii;”	Proponowana modyfikacja stanowi efekt uwzględnienia przy definiowaniu hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii rozwiązań technologicznych pozwalających na zdecydowaną poprawę wskaźnika wykorzystania mocy poszczególnych technologii wytwarzania energii. Dodatkowo dzięki tej zmianie określa się moc zainstalowaną dla wodoru odnawialnego co jest niezbędne do wydania gwarancji pochodzenia.
	Art. 1 pkt 3 lit. k W art. 2 po pkt 19b dodaje się pkt 19c w brzmieniu: „19c) moc zainstalowana instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu – łączną maksymalną moc osiągalną instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, składającej się z zespołu urządzeń służących do wytwarzania biometanu, podaną przez producenta na tabliczce znamionowej, wyrażoną w MW energii zawartej w biometanie, a w przypadku jej braku –	Wprowadzona definicja jest konsekwencją wprowadzenia regulacji w zakresie prowadzenia działalności gospodarczej dotyczącej wytwarzania biometanu oraz mechanizmów wsparcia operacyjnego dla biometanu, którego charakter jest uzależniony od mocy instalacji objętej wsparciem.

	maksymalną moc osiągalną tego zespołu urządzeń określoną przez jednostkę posiadającą akredytację Polskiego Centrum Akredytacji;”	
	Art. 1 pkt 3 lit. m W art. 2 w pkt 25 skreśla się wyraz „elektroenergetycznego”	Zmiana o charakterze porządkującym.
	Art. 1 pkt 3 lit. n W art. 2 w pkt 27 wyrazy „biogaz lub biogaz rolniczy” zastępuje się wyrazami „biogaz, biogaz rolniczy lub biometan”	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 3 lit. o W art. 2 po pkt 27^1 dodaje się pkt 27^2 w brzmieniu „27^2) pojazd silnikowy – pojazd silnikowy w rozumieniu art. 2 pkt 32 ustawy z dnia 20 czerwca 1997 r. – Prawo o ruchu drogowym (Dz. U. z 2022 r. poz. 988 z późń. zm.);”	Definicja dodana na potrzeby obszaru związanego z gwarancjami pochodzenia.
	Art. 1 pkt 3 lit. p W art. 2 pkt 33a otrzymuje brzmienie: „33a) spółdzielnia energetyczna – spółdzielnię w rozumieniu art. 1 § 1 ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2021 r. poz. 648) albo spółdzielnię rolników w rozumieniu art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073), których przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub biogazu rolniczego, lub biometanu, lub ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii, obrót nimi lub ich magazynowanie, dokonywane w ramach działalności prowadzonej wyłącznie na rzecz tych spółdzielni oraz ich członków;”	Definicja ma na celu wsparcie lokalnych producentów odnawialnych źródeł energii.
	Art. 1 pkt 3 lit. q W art. 2 w pkt 33b po wyrazach „art. 70b ust. 9 pkt 2” dodaje się wyrazy „ , albo w art. 70g ust. 1”	Doprecyzowanie obszaru sprzedaży energii dla wspomnianych podmiotów.
	Art. 1 pkt 3 lit. r W art. 2 po pkt 33b dodaje się pkt 33ba w brzmieniu: „33ba) stała cena zakupu biometanu – cenę biometanu stanowiącą podstawę do wyliczenia ujemnego salda dla wytwórcy biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1;”	Definicja wprowadzona w związku z przepisów w zakresie wsparcia operacyjnego dla biometanu.

	Art. 1 pkt 3 lit. s W art. 2 po pkt 35a dodaje się pkt 35b w brzmieniu: „35b) użytkownik systemu – użytkownika systemu w rozumieniu art. 3 pkt 12b ustawy – Prawo energetyczne;”	Wprowadzenie nowego paradygmatu na rynku energii zapewni prosumentom energii odnawialnej dodatkowe możliwości, stanowiąc zarazem kolejny element aktywizacji zazwyczaj biernych jak dotąd odbiorców energii, a także pozwoli na zainicjowanie współpracy między najważniejszymi uczestnikami rynku energii, takimi jak odbiorcy aktywni oraz agregatorzy.
	Art. 1 pkt 3 lit. t W art. 2 po pkt 36 dodaje się pkt 36a w brzmieniu: „36a) wodór odnawialny – wodór wytworzony z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, przy czym przez wytwarzanie wodoru odnawialnego należy rozumieć również uzyskanie wodoru odnawialnego w procesie elektrolizy;”	Wprowadzenie definicji wodoru odnawialnego związane jest z stworzeniem właściwego środowiska w obszarze gwarancji pochodzenia.
	Art. 1 pkt 3 lit. u W art. 2 w pkt 39 wyrazy „biogaz rolniczy” zastępuje się wyrazami „biogaz lub biogaz rolniczy, lub biometan, lub wodór odnawialny”	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych. Wprowadzenie definicji wodoru odnawialnego związane jest z stworzeniem właściwego środowiska w obszarze gwarancji pochodzenia.
	Art. 1 pkt 4 W art. 2a otrzymuje brzmienie: „Art. 2a. Ilekroć w ustawie jest mowa o: 1)cenie zakupu energii elektrycznej, stałej cenie zakupu, stałej cenie zakupu biometanu, cenie skorygowanej, cenie wynikającej z oferty, cenie referencyjnej lub referencyjnej cenie operacyjnej, należy przez to rozumieć taką cenę niezawierającą kwoty podatku od towarów i usług; 2)rozpoczęciu modernizacji, należy przez to rozumieć dzień rozpoczęcia robót budowlanych związanych z modernizacją albo dzień podjęcia wiążącego zobowiązania do zamówienia urządzeń lub innego zobowiązania, które sprawia, że modernizacja staje się nieodwracalna, z wyłączeniem zakupu gruntów oraz prac przygotowawczych polegających na uzyskiwaniu zezwoleń i wykonywaniu studiów wykonalności, w zależności od tego, które zdarzenie nastąpi wcześniej; 3)zakończeniu modernizacji, należy przez to rozumieć dzień wskazany w oświadczeniu wytwórcy o dacie zakończenia modernizacji, potwierdzającym dzień upływu terminu do zgłoszenia przez organ nadzoru	Celem zaproponowanych w projekcie zmian jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii., które zakończyły udział w przewidzianych dla nich systemów wsparcia, a stosowana w nich technologia wiąże się z kosztami operacyjnymi przewyższającymi przychody rynkowe z prowadzonej działalności.

	budowlanego sprzeciwu do zawiadomienia o zakończeniu budowy, albo dzień wydania zaświadczenia o braku podstaw do wniesienia takiego sprzeciwu, albo dzień uzyskania pozwolenia na użytkowanie zmodernizowanej instalacji, jeżeli jego uzyskanie jest wymagane przepisami ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2023 r. poz. 682 i 553), albo dzień wydania decyzji zezwalającej na eksploatację urządzenia technicznego, jeżeli jej uzyskanie jest wymagane przepisami ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym (Dz. U. z 2022 r. poz. 1514 oraz z 2023 r. poz. 553 i 683), w zależności od tego, które z tych zdarzeń nastąpi później.”	
	Art. 1 pkt 5 w tytule rozdziału 2 po wyrazach „lub z biopłynów,” dodaje się wyrazy „zasady wykonywania działalności w zakresie biogazu lub biometanu”	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 6 W art. 4c dodaje się ust. 11–16 w brzmieniu: „11. Na wniosek prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji przyłączonej za układem pomiarowo-rozliczeniowym części wspólnej budynku wielolokalowego o przeważającej funkcji mieszkalnej o mocy nie większej niż moc przyłączeniowa tego całego budynku, w tym jego części wspólnej i części składającej się z indywidualnych lokali, i umiejscowionej na tym budynku, kwota środków stanowiąca depozyt prosumencki jest przekazywana na wskazany rachunek bankowy na koniec danego okresu rozliczeniowego. Przepisów ust. 2 oraz art. 4 ust. 5 i 11 pkt 2 nie stosuje się. 12. Wniosek, o którym mowa w ust. 11, zawiera oznaczenie prosumenta energii odnawialnej, jego siedziby lub adresu i inne dane teleadresowe, numer indentyfikacyjny punktu poboru energii, a także numer rachunku bankowego. 13. Wniosek, o którym mowa w ust. 11, składa się do sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, w formie pisemnej lub elektronicznej lub w postaci elektronicznej opatrzonej podpisem zaufanym lub podpisem osobistym. 14. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, rozlicza depozyt prosumencki w sposób określony w ust. 11 najpóźniej od drugiego miesiąca następującego po miesiącu, w którym otrzymał wniosek, o którym mowa w tym przepisie. 15. Na wniosek prosumenta energii odnawialnej powraca się do dotychczasowej formy rozliczania depozytu prosumenckiego. Przepis ust. 12–14 stosuje się odpowiednio.	Regulacja ma na celu doprecyzowanie funkcjonowania prosumenta energii odnawialnej, korzystającego ze wskazanego rozliczenia.

	16. Środki depozytu prosumenckiego, przekazane zgodnie z ust. 11, przeznacza się wyłącznie na rozliczenie przez prosumenta energii odnawialnej, o którym mowa w ust. 11, zobowiązań z tytułu zakupu energii elektrycznej lub na obniżenie opłat związanych z lokalami mieszkalnymi w budynku, o którym mowa w ust. 11, lub innych budynkach o przeważającej funkcji mieszkalnej, których części wspólne są zarządzane przez tego prosumenta energii odnawialnej.	
	Art. 1 pkt 7 lit. a W art. 7 ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Działalność gospodarcza w zakresie: 1)wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji, zwana dalej „działalnością gospodarczą w zakresie małych instalacji”, jest działalnością regulowaną w rozumieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców i wymaga wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji, zwanego dalej „rejestrem wytwórców energii w małej instalacji”; 2) biogazu lub biometanu, polegająca na wytwarzaniu biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub na wytwarzaniu biometanu z biogazu, zwana dalej „działalnością gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu”, jest działalnością regulowaną w rozumieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców i wymaga wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu, zwanego dalej „rejestrem wytwórców biogazu”.	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 7 lit. b W art. 7 dodaje się ust. 3 i 4 w brzmieniu: „3. Działalność gospodarcza polegająca na wytwarzaniu biometanu z biogazu obejmuje również wytwarzanie biometanu z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego. 4. Wpisu do rejestru wytwórców biogazu nie wymaga prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub na wytwarzaniu biometanu z biogazu rolniczego.”	
	Art. 1 pkt 8 Art. 8 otrzymuje brzmienie: „Art. 8. 1. Rejestr wytwórców energii w małej instalacji oraz rejestr wytwórców biogazu prowadzi Prezes URE. 2. Prezes URE dokonuje wpisu do: 1)rejestru wytwórców energii w małej instalacji – na podstawie wniosku wytwórcy wykonującego działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji; 2)rejestru wytwórców biogazu – na podstawie wniosku wytwórcy wykonującego działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu.”;	
	Art. 1 pkt 9 lit. a W art. 9 ust. 1: –w pkt 5 w lit. b wyrazy „sprzedawcy zobowiązanemu, o którym mowa w art. 40 ust. 1” zastępuje się wyrazami „sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a”, –pkt 6–8 otrzymują brzmienie:	Celem zaproponowanych w projekcie zmian jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii., które zakończyły udział w przewidzianych dla nich systemów wsparcia, a stosowana w nich technologia wiąże się z kosztami operacyjnymi

	„6) posiadać dokumentację potwierdzającą datę wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w małej instalacji lub datę jej wytworzenia po raz pierwszy po zakończeniu modernizacji tej instalacji oraz datę zakończenia modernizacji tej instalacji; 7)przekazywać Prezesowi URE sprawozdania wytwórcy energii w małej instalacji zawierające informacje, o których mowa w pkt 5; 8)przekazywać Prezesowi URE informacje, o których mowa w pkt 6, w terminie 30 dni od dnia wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w małej instalacji lub jej wytworzenia po raz pierwszy po zakończeniu modernizacji tej instalacji.”	przewyższającymi przychody rynkowe z prowadzonej działalności
	Art. 1 pkt 9 lit. b W art. 9 po ust. 1 dodaje się ust. 1a i 1b w brzmieniu: „1a. Wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu jest obowiązany: 1)posiadać dokumenty potwierdzające tytuł prawny do: a) obiektów budowlanych, w których będzie wykonywana działalność gospodarcza w zakresie biogazu lub biometanu, b)instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu; 2) dysponować odpowiednimi obiektami i instalacjami, w tym urządzeniami technicznymi, spełniającymi wymagania określone w szczególności w przepisach o ochronie przeciwpożarowej, w przepisach sanitarnych i w przepisach o ochronie środowiska, umożliwiającymi prawidłowe wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie biogazu lub biometanu; 3) nie wykorzystywać jako surowców do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub do wytwarzania biometanu z biogazu paliw kopalnych lub paliw powstałych z ich przetworzenia lub biomasy, biogazu lub biopłynów, zanieczyszczonych substancjami niebędącymi biomasą, biogazem lub biopłynami zwiększającymi ich wartość opałową; 4) prowadzić dokumentację dotyczącą: a) ilości biogazu wytworzonego na potrzeby wytwarzania biometanu, z wyszczególnieniem ilości: –biometanu wytworzonego z biogazu, –biogazu sprzedanego na potrzeby wytwarzania biometanu, –biogazu wykorzystanego w inny sposób, b)ilości biometanu wytworzonego z biogazu, z wyszczególnieniem ilości biometanu: –wprowadzonego do sieci gazowej, –transportowanego w postaci sprężonej lub skroplonej środkami transportu innymi niż sieci gazowe, –wykorzystanego do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu, –sprzedanego w celu wykorzystania go do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, wraz ze wskazaniem udziału surowców wymienionych w załączniku nr 1 w części A do tej ustawy zużytych do jego wytworzenia, c) ilości surowców zużytych do wytworzenia biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu i do wytworzenia biometanu z biogazu oraz rodzaju tych surowców;	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.

	5) posiadać dokumentację potwierdzającą, w zależności od rodzaju wykonywanej działalności, datę wytworzenia po raz pierwszy biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytworzenia biometanu z biogazu w danej instalacji odnawialnego źródła energii lub datę ich wytworzenia po raz pierwszy po zakończeniu modernizacji tej instalacji oraz datę zakończenia modernizacji tej instalacji; 6) przekazywać Prezesowi URE sprawozdania wytwórcy biogazu lub biometanu zawierające informacje, o których mowa w pkt 4; 7) przekazywać Prezesowi URE informacje, o których mowa w pkt 5, w terminie 30 dni od dnia wytworzenia po raz pierwszy biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytworzenia po raz pierwszy biometanu z biogazu lub ich wytworzenia po raz pierwszy po zakończeniu modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii oraz o dniu zakończenia modernizacji tej instalacji. 1b.Wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji oraz wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu składają sprawozdania, o których mowa odpowiednio w ust. 1 pkt 7 oraz w ust. 1a pkt 6, za okres półrocza, w terminie do końca miesiąca następującego po upływie tego półrocza.”	
	Art. 1 pkt 9 lit. c W art. 9 ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia: 1) wzór sprawozdania, o którym mowa w ust. 1 pkt 7, biorąc pod uwagę zakres danych wskazanych w ust. 1 pkt 5, 2) wzór sprawozdania, o którym mowa w ust. 1a pkt 6, biorąc pod uwagę zakres danych wskazanych w ust. 1a pkt 4 –oraz konieczność ujednolicenia formy przekazywania tych danych.”	Projekt ustawy wprowadza również stosowne przepisy przejściowe przewidujące na zachowanie w mocy dotychczasowych przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 9 ust. 2 ustawy oraz precyzujące kwestie terminów składania po raz pierwszy sprawozdań wytwórców biogazu wytwarzanego na potrzeby biometanu lub biometanu.
	Art. 1 pkt 10 lit. a W art. 10 w ust. 1: – we wprowadzeniu do wyliczenia po wyrazach „w małej instalacji” dodaje się wyrazy „lub wniosek o wpis do rejestru wytwórców biogazu” – pkt 5 i 6 otrzymują brzmienie: „5)określenie rodzaju i zakresu wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie małych instalacji lub działalności gospodarczej w zakresie biogazu lub biometanu oraz miejsca lub miejsc i przewidywanej daty rozpoczęcia jej wykonywania; 6)opis: a) w przypadku wniosku o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji – małej instalacji, w szczególności określenie jej rodzaju i łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu, b) w przypadku wniosku o wpis do rejestru wytwórców biogazu – instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu, w szczególności określenie:	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.

	– rocznej wydajności instalacji odnawialnego źródła energii, w której będzie wytwarzany biogaz na potrzeby wytwarzania biometanu, wyrażonej w m^3 na rok lub – rocznej wydajności oraz mocy instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w której będzie wytwarzany biometan z biogazu, wyrażonej odpowiednio w m^3 na rok oraz w MW;", – dodaje się pkt 7 w brzmieniu: „7)unikalny numer identyfikacyjny instalacji generowany przez internetową platformę aukcyjną, o której mowa w art. 78 ust. 6, o ile został nadany."	
	Art. 1 pkt 10 lit. b W art. 10 po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: „2a. Do wniosku o wpis do rejestru wytwórców biogazu dołącza się oświadczenia wytwórcy o: 1) niezaleganiu z uiszczaniem podatków, opłat oraz składek na ubezpieczenie społeczne; 2) zgodności z prawdą danych zawartych we wniosku i spełnieniu warunków, o których mowa w art. 9 ust. 1a, złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, o następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że: 1)dane zawarte we wniosku o wpis do rejestru wytwórców biogazu są kompletne i zgodne z prawdą; 2)znane mi są warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie biogazu lub biometanu określone w art. 9 ust. 1a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii i spełniam warunki określone w art. 9 ust. 1a pkt 1i 2 tej ustawy."; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń."	
	Art. 1 pkt 10 lit. c W art. 10 w ust. 3 we wprowadzeniu do wyliczenia po wyrazach „w ust. 2" dodaje się wyrazy „i 2a"	
	Art. 1 pkt 10 lit. d W art. 10 w ust. 4 pkt 1 i 2 otrzymują brzmienie: „1)wniosek o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub rejestru wytwórców biogazu nie zawiera danych, o których mowa w ust. 1, lub 2)do wniosku o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub rejestru wytwórców biogazu nie dołączono oświadczeń określonych odpowiednio w ust. 2 lub 2a"	
	Art. 1 pkt 10 lit. e W art. 10 uchyla się ust. 5	
	Art. 1 pkt 10 lit. f W art. 10 dodaje się ust. 6 w brzmieniu:	

	„6. Wzory wniosków, o których mowa w ust. 1, Prezes URE opracowuje i udostępnia w Biuletynie Informacji Publicznej URE.”	
	Art. 1 pkt 11 lit. a W art. 11 ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Do rejestru: 1) wytwórców energii w małej instalacji wpisuje się dane, o których mowa w art. 10 ust. 1 pkt 1, 2, 5 i 6 lit. a w zakresie rodzaju i łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu, oraz pkt 7; 2) wytwórców biogazu wpisuje się dane, o których mowa w art. 10 ust. 1 pkt 1, 2, 5 i 6 lit. b w zakresie rocznej wydajności instalacji odnawialnego źródła energii, w której będzie wytwarzany biogaz na potrzeby wytwarzania biometanu, wyrażonej w m^3 na rok, lub rocznej wydajności oraz mocy instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w której będzie wytwarzany biometan z biogazu, wyrażonej odpowiednio w m^3 na rok oraz w MW, oraz pkt 7.”	
	Art. 1 pkt 11 lit. b W art. 11 w ust. 2 i 3 po wyrazach „małej instalacji” dodaje się wyrazy „oraz rejestr wytwórców biogazu”	
	Art. 1 pkt 11 lit. c W art. 11 w ust. 4 po wyrazach „małej instalacji” dodaje się wyrazy „lub rejestru wytwórców biogazu”	
	Art. 1 pkt 11 lit. d W art. 11 dodaje się ust. 5 w brzmieniu: „5. Określone przez Prezesa URE koszty utrzymania, rozbudowy i modyfikacji rejestrów, o których mowa w ust. 2, pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, ze środków opłaty OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1, na podstawie dyspozycji Prezesa URE.”	
	Art. 1 pkt 12 lit. a W art. 11a ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Prezes URE dokonuje wpisu wytwórcy do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub do rejestru wytwórców biogazu w terminie 21 dni od dnia wpływu do niego wniosku o wpis wraz z oświadczeniami, o których mowa odpowiednio w art. 10 ust. 2 lub 2a.”	
	Art. 1 pkt 12 lit. b W art. 11a w ust. 3 w zdaniu trzecim po wyrazach „wpisu do rejestru” dodaje się wyrazy „wytwórców energii w małej instalacji lub rejestru wytwórców biogazu”	
	Art. 1 pkt 13 art. 12 i art. 13 otrzymują brzmienie:	

	„Art. 12. 1. Wytwórca wpisany do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub rejestru wytwórców biogazu pisemnie informuje Prezesa URE o: 1) zmianie danych zawartych w danym rejestrze, 2) zakończeniu lub zawieszeniu wykonywania działalności gospodarczej objętej wpisem – w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych albo od dnia zakończenia lub zawieszenia wykonywania tej działalności. 2. Na podstawie informacji, o której mowa w ust. 1, Prezes URE dokonuje zmiany wpisu w rejestrze wytwórców energii w małej instalacji lub w rejestrze wytwórców biogazu i informuje o tym operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106. Art. 13. Prezes URE, w drodze decyzji, odmawia wpisu do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub rejestru wytwórców biogazu, w przypadku gdy: 1) wydano prawomocne orzeczenie zakazujące wytwórcy wykonywania działalności gospodarczej odpowiednio w zakresie małych instalacji lub działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub na wytwarzaniu biometanu z biogazu; 2) w okresie 3 lat poprzedzających dzień złożenia wniosku o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub rejestru wytwórców biogazu wytwórcę wykreślono z danego rejestru z przyczyn, o których mowa odpowiednio w art. 14 ust. 1 lub 1a; 3)podmiot wnioskujący o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub rejestru wytwórców biogazu nie spełnia warunków, o których mowa odpowiednio w art. 9 ust. 1 pkt 1–3 lub ust. 1a pkt 1 i 2.”	
	Art. 1 pkt 14 lit. a W art. 14 po ust. 1 dodaje się ust. 1a: „1a. Prezes URE wydaje decyzję o zakazie wykonywania przez wytwórcę działalności gospodarczej w zakresie biogazu lub biometanu w przypadku: 1)złożenia przez wytwórcę oświadczenia, o którym mowa w art. 10 ust. 2a pkt 1 lub 2, niezgodnego ze stanem faktycznym; 2)posługiwania się przez wytwórcę nieprawdziwymi dokumentami, o których mowa w art. 9 ust. 1a pkt 1; 3)nieusunięcia przez wytwórcę naruszeń warunków, o których mowa w art. 9 ust. 1a pkt 1, 2 i 5, w terminie wyznaczonym przez Prezesa URE; 4)naruszenia obowiązków, o których mowa w art. 9 ust. 1a pkt 3 i 4.”	
	Art. 1 pkt 14 lit. b W art. 14 w ust. 2 po wyrazach „na podstawie ust. 1 pkt 3” dodaje się wyrazy „oraz ust. 1a pkt 3”	
	Art. 1 pkt 15 W art. 15 ust. 1–2a otrzymują brzmienie: „1. W przypadku wydania decyzji, o której mowa odpowiednio w art. 14 ust. 1 lub 1a, Prezes URE z urzędu wykreśla wytwórcę wykonującego działalność gospodarczą odpowiednio w zakresie: 1)małych instalacji – z rejestru wytwórców energii w małej instalacji;	

	2)biogazu lub biometanu – z rejestru wytwórców biogazu. 2. Wytwórca, którego wykreślono z rejestru wytwórców energii w małej instalacji lub rejestru wytwórców biogazu, może uzyskać ponowny wpis do danego rejestru nie wcześniej niż po upływie 3 lat od dnia wydania decyzji, o której mowa odpowiednio w art. 14 ust. 1 lub 1a. 2a. Przepis ust. 2 stosuje się do wytwórcy, który wykonywał działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji lub działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu bez wpisu do danego rejestru. Nie dotyczy to sytuacji określonej w art. 11a ust. 2.”	
	Art. 1 pkt 16 W art. 16 ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Od decyzji, o których mowa w art. 14 ust. 1 i 1a, wytwórcy służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów, w terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji.”	Modyfikacja art. 16 ust. 1 ma na celu doprecyzowanie przepisu w zakresie informacji o trybie i terminie złożenia odwołania.
	Art. 1 pkt 17 w art. 16a po wyrazach „małej instalacji” dodaje się wyrazy „albo rejestru wytwórców biogazu”	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 18 W art. 17 ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie: „1. Na podstawie: 1)danych zawartych w rejestrze wytwórców energii w małej instalacji oraz w rejestrze wytwórców biogazu, 2)sprawozdań, o których mowa w art. 9 ust. 1 pkt 7 oraz ust. 1a pkt 6, 3informacji, o których mowa w art. 9 ust. 1 pkt 8 oraz ust. 1a pkt 7 –Prezes URE sporządza zbiorczy raport roczny. 2. Zbiorczy raport roczny zawiera: 1)wykaz wytwórców: a) energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małych instalacjach, z określeniem rodzaju i łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu, b) biogazu lub biometanu, z określeniem rodzaju prowadzonej przez nich działalności, rocznej wydajności instalacji odnawialnego źródła energii, w której będzie wytwarzany biogaz na potrzeby wytwarzania biometanu, oraz rocznej wydajności i mocy instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w której będzie wytwarzany biometan z biogazu; 2)informację o łącznej ilości: a)energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w małych instalacjach, b)energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, która została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w małych instalacjach i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej, c)biogazu wytworzonego na potrzeby wytwarzania biometanu, d)biometanu wytworzonego z biogazu, e)biogazu sprzedanego na potrzeby wytwarzania biometanu, f)sprzedanego biometanu wytworzonego z biogazu, w tym ilości biometanu sprzedanego: –i wprowadzonego do sieci gazowej, –odbiorcom końcowym,	

	–w celu wykorzystania go do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, g)surowców zużytych do wytworzenia biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu oraz do wytworzenia biometanu z biogazu, a także rodzaju tych surowców, h)biogazu zużytego do wytwarzania biometanu z biogazu.”	
	Art. 1 pkt 19 W art. 18 w ust. 1 po wyrazach „w mikroinstalacji i w małej instalacji” dodaje się wyrazy „oraz polegającej na wytwarzaniu biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub na wytwarzaniu biometanu z biogazu”	
	Art. 1 pkt 20 W tytule rozdziału 3 po wyrazach „oraz wytwarzania biogazu rolniczego” dodaje się wyrazy „ , biometanu z biogazu rolniczego”	
	Art. 1 pkt 21 W art. 19a po wyrazach „w art. 70b ust. 8” dodaje się wyrazy „lub w art. 70h ust. 5”	
	Art. 1 pkt 22 W art. 23 w pkt 2 dodaje się przecinek i pkt 3 w brzmieniu: „3) biometanu z biogazu rolniczego	
	Art. 1 pkt 23 W art. 24 dodaje się ust. 4 w brzmieniu: „4. Wniosek o wpis do rejestru wytwórców biogazu rolniczego może zostać złożony za pomocą systemu teleinformatycznego administrowanego przez Dyrektora Generalnego KOWR.”	
	Art. 1 pkt 24 lit. a W art. 25 w pkt 2 po wyrazach „działalności gospodarczej” dodaje się wyrazy „ , a także dokumentami potwierdzającymi spełnienie tego obowiązku”	
	Art. 1 pkt 24 lit. b W art. 25 po pkt 3 dodaje się pkt 3a w brzmieniu: „3a) wykorzystywać do wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego wyłącznie biogaz rolniczy;”	
	Art. 1 pkt 24 lit. c W art. 25 w pkt 4 lit. b–d otrzymują brzmienie: „b)ilości wytworzonego biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem ilości biogazu rolniczego: –wykorzystanego do wytworzenia energii elektrycznej, wykorzystanego do wytworzenia biometanu,	

	–sprzedanego, –wykorzystanego w inny sposób, c) ilości energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem ilości energii elektrycznej: –sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu, o którym mowa w art. 40 ust. 1, lub innemu odbiorcy, –wykorzystanej na potrzeby produkcji biogazu rolniczego, wykorzystanej w inny sposób, d)ilości wytworzonego biometanu z biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem ilości biometanu: –wprowadzonego do sieci gazowej, –transportowanego w postaci sprężonej lub skroplonej środkami transportu innymi niż sieci gazowe, –wykorzystanego do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu, –sprzedanego w celu wykorzystania go do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, wraz ze wskazaniem udziału surowców wymienionych w załączniku nr 1 w części A do tej ustawy zużytych do jego wytworzenia,”	
	Art. 1 pkt 24 lit. d W art. 25 pkt 5 i 6 otrzymują brzmienie: „5)posiadać dokumentację potwierdzającą datę wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z biogazu rolniczego albo wytworzenia po raz pierwszy biogazu rolniczego, albo wytworzenia po raz pierwszy biometanu z biogazu rolniczego w danej instalacji odnawialnego źródła energii lub datę ich wytworzenia po raz pierwszy po zakończeniu modernizacji tej instalacji oraz datę zakończenia modernizacji tej instalacji;	
	Art. 1 pkt 25 lit. a W art. 26 w ust. 1 w pkt 4 lit. b otrzymuje brzmienie: „b)rocznej wydajności instalacji odnawialnego źródła energii, w której jest wytwarzany biogaz rolniczy, wyrażonej w m^3 na rok, lub rocznej wydajności oraz mocy instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w której będzie wytwarzany biometan z biogazu rolniczego, wyrażonej odpowiednio w m^3 na rok oraz w MW, lub łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii, w której jest wytwarzana energia elektryczna z biogazu rolniczego.”	
	Art. 1 pkt 25 lit. b W art. 26 w ust. 2 w pkt 2 w treści oświadczenia pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) znane mi są warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego lub energii elektrycznej z biogazu rolniczego, lub biometanu z biogazu rolniczego określone w art. 25 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii i spełniam warunki określone w art. 25 pkt 1 i 2 tej ustawy.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.”;	
	Art. 1 pkt 26 W art. 31 w ust. 4 po wyrazach „w art. 25 pkt 3” dodaje się wyrazy „lub 3a”	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę

	Art. 1 pkt 27 W art. 35 w ust. 1 w pkt 5 w lit. b po wyrazach „z biopłynów po” dodaje się wyraz „zakończeniu”	zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 28 W art. 37 po wyrazach „energii elektrycznej wyłącznie z biopłynów, biogazu rolniczego” dodaje się wyrazy „oraz wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego”	
	Art. 1 pkt 29 W tytule rozdziału 4 po wyrazach „biogazu rolniczego” dodaje się wyrazy „ , biometanu”	
	Art. 1 pkt 30 W art. 38a uchyla się ust. 3–5	Odpowiedni dobór odnawialnych i innych źródeł wytwarzania energii w ramach kooperatyw energetycznych, takich jak m.in. klastry energii może lokalnie zapewnić samowystarczalność i tym samym bezpieczeństwo energetyczne. Takie podejście wymagać będzie zmiany dotychczasowego rynku produkcji i dystrybucji energii oraz wdrażania nowych modeli rynkowych dopuszczających m.in. takie cechy jak: moc, dyspozycyjność, lokalizacja wytwórcy, lokalizacja odbiorcy, czy charakterystyka zapotrzebowania. Aby zapewnić możliwość wdrażania oczekiwanych zmian, w kolejnych latach powinny być wspierane tworzenie i rozwój klastrów energii, a także spółdzielni energetycznych i innych form współpracy energetycznej na poziomie lokalnym.
	Art. 1 pkt 31 Po art. 38a dodaje się art. 38aa–38af w brzmieniu: „Art. 38aa. 1. Porozumienie klastra energii zawiera się w formie pisemnej pod rygorem nieważności. 2. Porozumienie, o którym mowa w ust. 1, zawiera w szczególności postanowienia określające: 1)prawa i obowiązki stron porozumienia, zwanych dalej „członkami klastra energii”; 2)zakres przedmiotowy współpracy w ramach klastra energii; 3)koordynatora klastra energii oraz jego prawa i obowiązki; 4)obszar działalności w ramach klastra energii, ze wskazaniem punktów poboru energii i punktów jej wprowadzania do sieci przez członków klastra energii; 5)czas trwania porozumienia i zasady jego rozwiązywania; 6)upoważnienie koordynatora klastra energii do dostępu do informacji rynku energii i danych pomiarowych dotyczących każdego członka klastra energii. 3. Członków klastra energii reprezentuje koordynator klastra energii. Art. 38ab. 1. Obszar działalności klastra energii ustala się na podstawie punktów poboru energii, przy czym: 1)obszar ten nie może przekraczać obszaru powiatu w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie powiatowym (Dz. U. z 2022 r. poz. 1526 oraz z 2023 r. poz. 572) lub 5 sąsiadujących ze sobą gmin w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 2023 r. poz. 40 i 572) oraz 2)członkowie klastra energii są przyłączeni do sieci dystrybucyjnej tego samego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. 2. Działalność w ramach klastra energii nie może obejmować połączeń z sąsiednimi krajami. Art. 38ac. 1. Prezes URE prowadzi rejestr klastrów energii. 2. Rejestr klastrów energii prowadzi się w postaci elektronicznej i umieszcza w Biuletynie Informacji Publicznej URE. 3. Rejestr klastrów energii jest jawny.	

	4. Prezes URE dokonuje wpisu klastra energii do rejestru klastrów energii na wniosek koordynatora klastra energii w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku. 5. Wniosek, o którym mowa w ust. 4, zawiera: 1)nazwę i adres zamieszkania albo siedziby koordynatora klastra energii; 2)określenie: a)obszaru działalności klastra energii, b)zakresu przedmiotowego działalności klastra energii, c)członków klastra energii – imię i nazwisko oraz adres prowadzenia działalności lub nazwę, siedzibę i adres, d)liczby, rodzajów, mocy zainstalowanej elektrycznej i lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii, jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne i magazynów energii, służących do prowadzenia działalności w ramach tego klastra energii, e)operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze znajdują się punkty poboru energii członków klastra energii, wraz ze wskazaniem tych punktów i punktów wprowadzania energii do sieci przez członków klastra energii. 6. Do wniosku, o którym mowa w ust. 4, koordynator klastra energii załącza: 1)kopię porozumienia, o którym mowa w art. 38aa ust. 1; 2)oświadczenie koordynatora klastra energii, złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, o następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że dane zawarte we wniosku o wpis do rejestru klastrów energii są kompletne i zgodne z prawdą.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń. 7. W przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 4, nie zawiera danych, o których mowa w ust. 5, lub do wniosku nie dołączono dokumentów, o których mowa w ust. 6, Prezes URE niezwłocznie wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w terminie 14 dni od dnia doręczenia wezwania wskazując zakres, w jakim wniosek ten wymaga uzupełnienia, wraz z pouczeniem, że brak uzupełnienia spowoduje pozostawienie wniosku bez rozpoznania. 8. Zamieszczeniu w rejestrze klastrów energii podlegają dane, o których mowa w ust. 5 pkt 2 lit. a–c, z wyłączeniem adresów prowadzenia działalności i siedzib, oraz lit. e. 9. Przepisy ust. 4–8 stosuje się także do wniosku o zmianę danych zamieszczonych w rejestrze klastrów energii. 10. W przypadku zmiany danych, o których mowa w ust. 5, lub zmiany w dokumentach, o których mowa w ust. 6, koordynator klastra energii, w terminie 14 dni od dnia dokonania zmiany, składa do Prezesa URE wniosek o zmianę wpisu w rejestrze klastrów energii. 11. Prezes URE, niezwłocznie po wpisaniu klastra energii do rejestru klastrów energii, wydaje koordynatorowi klastra energii zaświadczenie o wpisie do rejestru. 12. Prezes URE wykreśla, w drodze decyzji, klaster energii z rejestru klastrów energii: 1)na wniosek koordynatora klastra energii;	

	2)w przypadku powzięcia informacji, że klaster energii przestał spełniać wymagania, o których mowa w art. 38ab; 3)w przypadku upływu okresu trwania porozumienia, o którym mowa w art. 38aa ust. 1, lub jego rozwiązania przed upływem tego okresu. 13. Prezes URE informuje koordynatora klastra energii oraz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, o którym mowa w ust. 5 pkt 2 lit. e, o wykreśleniu klastra energii z rejestru klastrów energii. 14. Decyzja, o której mowa w ust. 12, podlega natychmiastowemu wykonaniu. 15. Do decyzji, o której mowa w ust. 12, przepisy art. 16 stosuje się odpowiednio. 16. Określone przez Prezesa URE koszty budowy, utrzymania, rozbudowy i modyfikacji rejestru klastrów energii pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, ze środków opłaty OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1, na podstawie dyspozycji Prezesa URE. Art. 38ad. 1. Koordynator klastra energii wpisanego do rejestru klastrów energii, sporządza roczne sprawozdanie zawierające: 1)ilość energii: a)wytworzonej łącznie przez członków klastra energii, w tym ilość energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, b)w stosunku do której zastosowano zasady rozliczeń, o których mowa w art. 184k ust. 1, w podziale na członków klastra energii; 2)łączną moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii, jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne i magazynów energii należących do członków klastra energii. 2. Koordynator klastra energii przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie, o którym mowa w ust. 1, w terminie do dnia 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy to sprawozdanie. 3. W przypadku gdy koordynator klastra energii nie przekazał sprawozdania, o którym mowa w ust. 1, w terminie określonym w ust. 2 albo przekazał sprawozdanie niepełne, Prezes URE wzywa koordynatora klastra energii odpowiednio do jego złożenia albo uzupełnienia w terminie 14 dni od dnia otrzymania wezwania, przy czym w przypadku wezwania do uzupełnienia wskazuje braki podlegające uzupełnieniu. Art. 38ae. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na wniosek koordynatora klastra energii wpisanego do rejestru klastrów energii, nie później niż w terminie 90 dni od dnia złożenia tego wniosku: 1)zawiera nowe albo zmienia dotychczasowe umowy o świadczenie usług dystrybucji ze wszystkimi członkami klastra energii, w celu uwzględnienia w tych umowach postanowień określających zasady: a)rozliczeń świadczonych usług dystrybucji, b)świadczenia usług dystrybucji - w przypadku ustania członkostwa w klastrze energii; 2)instaluje każdemu z członków klastra energii, który nie jest prosumentem energii odnawialnej lub wytwórcą, przyłączonemu do jego sieci, dla wszystkich punktów poboru energii wskazanych w porozumieniu, o którym mowa w art. 38aa ust. 1, licznik zdalnego odczytu w rozumieniu art. 3 pkt 64 ustawy – Prawo energetyczne.	

	2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego realizując obowiązek, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, instaluje w roku kalendarzowym liczniki zdalnego odczytu w rozumieniu art. 3 pkt 64 ustawy – Prawo energetyczne w liczbie nie mniejszej niż 0,05% punktów poboru energii odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego operatora. 3. W przypadku gdy obowiązek, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, nie może być zrealizowany zgodnie z ust. 2, do daty zainstalowania licznika zdalnego odczytu w rozumieniu art. 3 pkt 64 ustawy – Prawo energetyczne operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego instaluje układ pomiarowo-rozliczeniowy w rozumieniu art. 3 pkt 63 ustawy – Prawo energetyczne, który umożliwia rozliczenie, o którym mowa w art. 184k ust. 1. 4. Koszty zakupu, instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu w rozumieniu art. 3 pkt 64 ustawy – Prawo energetyczne oraz infrastruktury niezbędnej do jego prawidłowego działania, instalowanych zgodnie z ust. 1 pkt 2 ponosi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i w zakresie, w jakim nie zostały one pokryte ze środków z Funduszu Modernizacyjnego, o którym mowa w art. 50a ust. 1 ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. z 2023 r. poz. 589), lub z innych źródeł dofinansowania ze środków Unii Europejskiej albo budżetu państwa, stanowią one uzasadnione koszty jego działalności. Art. 38af. Sprzedawca zobowiązany, o którym mowa w art. 40 ust. 1, lub inny sprzedawca, na wniosek koordynatora klastra energii wpisanego do rejestru klastrów energii, nie później niż w terminie 90 dni od dnia złożenia tego wniosku, zawiera nowe albo zmienia dotychczasowe umowy kompleksowe ze wszystkimi członkami klastra energii w celu uwzględnienia w tych umowach postanowień określających zasady: 1)rozliczeń świadczonych usług dystrybucji, 2)świadczenia usług dystrybucji – w przypadku ustania członkostwa w klastrze energii –przy zachowaniu dotychczasowych warunków cenowych, chyba że strony postanowią inaczej.”	
	Art. 1 pkt 32 lit. a W art. 38c w ust. 1 po wyrazach „zaopatrujących w energię elektryczną, biogaz” dodaje się wyrazy „ , biogaz rolniczy, biometan”	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 32 lit. b W art. 38c ust. 1a i 2 otrzymują brzmienie: „1a. Ilekroć w niniejszym rozdziale jest mowa o członku spółdzielni energetycznej, należy przez to rozumieć podmiot: 1)którego instalacja jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej; 2)do którego biogaz lub biogaz rolniczy, lub biometan, wytwarzane przez spółdzielnię energetyczną lub jej członków ze źródeł odnawialnych, są dostarczane w inny sposób niż za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej gazowej. 2. Obszar działania spółdzielni energetycznej ustala się na podstawie wskazanych przez spółdzielnię energetyczną:	

	1)punktów poboru energii wytwórców i odbiorców energii elektrycznej, będących członkami tej spółdzielni energetycznej, przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub 2)miejsc przyłączenia do sieci ciepłowniczej wytwórców i odbiorców ciepła, będących członkami tej spółdzielni energetycznej, lub 3)miejsc przyłączenia do sieci dystrybucyjnej gazowej wytwórców i odbiorców, będących członkami tej spółdzielni energetycznej, lub miejsc wytwarzania oraz zużycia biogazu lub biogazu rolniczego, lub biometanu ze źródeł odnawialnych.”	Zmiany w zakresie regulacji związanych ze spółdzielnią energetyczną, mają na celu wsparcie lokalnych producentów odnawialnych źródeł energii.
	Art. 1 pkt 32 lit. c W art. 38c w ust. 3 po wyrazach „dokonuje ze spółdzielnią energetyczną” dodaje się wyrazy „ , w tym również z poszczególnymi jej członkami,”	
	Art. 1 pkt 32 lit. d W art. 38c ust. 7 otrzymuje brzmienie: „7. Od ilości energii elektrycznej wytworzonej we wszystkich instalacjach odnawialnych źródeł energii spółdzielni energetycznej, a następnie zużytej przez wszystkich odbiorców energii elektrycznej spółdzielni energetycznej, w tym ilości energii elektrycznej rozliczonej w sposób, o którym mowa w ust. 3, wytwórca i odbiorca energii elektrycznej, będący członkami tej spółdzielni energetycznej: 1)nie uiszczają na rzecz sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, opłat z tytułu jej rozliczenia; 2)opłaty za świadczenie usług dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej wytworzonej we wszystkich instalacjach odnawialnego źródła energii spółdzielni energetycznej i wprowadzonej do sieci, a następnie pobranej przez wszystkich wytwórców i odbiorców, będących członkami tej spółdzielni energetycznej, w tym ilości energii elektrycznej rozliczonej w sposób, o którym mowa w ust. 3, uiszczają do wysokości wynikającej z wartości energii elektrycznej określonej w ust. 11; należności z tego tytułu na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a.”	
	Art. 1 pkt 32 lit. e W art. 38c w ust. 8 po wyrazach „z zastrzeżeniem, że” dodaje się wyrazy „okresem rozliczeniowym jest miesiąc kalendarzowy, a”	
	Art. 1 pkt 32 lit. f W art. 38c w ust. 9 w pkt 1 skreśla się wyrazy „przyjętymi w umowie kompleksowej”	
	Art. 1 pkt 32 lit. g W art. 38c po ust. 11 dodaje się ust. 11a i 11b w brzmieniu: „11a. Wartość energii elektrycznej, o której mowa w ust. 11, określa się na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, ogłoszonej przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy – Prawo energetyczne. 11b. Opłaty za świadczenie usług dystrybucji, o których mowa w ust. 7 pkt 2, stanowią uzasadnione koszty działalności operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w części, w jakiej nie zostały one	

	zrekompensowane wartością energii elektrycznej, o której mowa w ust. 7 pkt 2, oraz korzyściami dla tego operatora w następstwie działalności spółdzielni energetycznej.”	
	Art. 1 pkt 33 Uchyla się art. 38d;	
	Art. 1 pkt 34 Po art. 38d dodaje się art. 38da w brzmieniu: „Art. 38da. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze spółdzielnia energetyczna ma zamiar rozpocząć działanie w zakresie wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, jest obowiązany do: 1)zawarcia ze sprzedawcą, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, umowy o świadczenie usług dystrybucji albo do dokonania zmiany zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji w celu umożliwienia dokonywania przez tego sprzedawcę rozliczenia, o którym mowa w art. 38c ust. 3, w terminie 21 dni od dnia złożenia przez spółdzielnię energetyczną wniosku o zawarcie albo zmianę takiej umowy przez tego sprzedawcę; 2)zainstalowania każdemu z członków spółdzielni energetycznej licznika zdalnego odczytu w rozumieniu art. 3 pkt 64 ustawy – Prawo energetyczne, w terminie 4 miesięcy od dnia wystąpienia przez spółdzielnię energetyczną z wnioskiem o zainstalowanie takiego licznika. 2. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, na wniosek spółdzielni energetycznej, nie później niż w terminie 90 dni od dnia złożenia tego wniosku: 1)przedstawia ofertę zawarcia nowej albo zmiany dotychczasowej umowy: a)kompleksowej, o której mowa w art. 5 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, ze wskazanym przez spółdzielnię energetyczną odbiorcą będącym członkiem tej spółdzielni, w celu umożliwienia rozliczenia, o którym mowa w art. 38c ust. 3, b)o świadczenie usług bilansowania handlowego ze wskazanym przez spółdzielnię energetyczną wytwórcą będącym członkiem tej spółdzielni, w celu umożliwienia rozliczenia, o którym mowa w art. 38c ust. 3; 2)zawiera ze spółdzielnią energetyczną umowę, w której określa: a)zasady i terminy informowania przez spółdzielnię energetyczną o zmianach w liczbie członków spółdzielni lub zmianach w zakresie punktów poboru energii należących do poszczególnych członków danej spółdzielni energetycznej, b)zasady rozliczeń z poszczególnymi członkami spółdzielni energetycznej, w zakresie nieuregulowanym w przepisach wydanych na podstawie art. 38c ust. 14, c)sposób i warunki udostępniania spółdzielni energetycznej i poszczególnym członkom tej spółdzielni danych pomiarowych, w tym zakres i format tych danych, d)prawa i obowiązki sprzedawcy, spółdzielni energetycznej oraz jej członków w zakresie stosowania rozliczenia, o którym mowa w art. 38c ust. 3, a także udostępniania lub przekazywania informacji wynikających z ustawy. 3. Do umowy, o której mowa w ust. 2 pkt 1 lit. a, stosuje się art. 4j ustawy – Prawo energetyczne. Zmiana sprzedawcy lub wypowiedzenie tej umowy, a także zakończenie bilansowania handlowego wytwórcy, o	

	którym mowa w ust. 2 pkt 1 lit. b, przez sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, może nastąpić wyłącznie ze skutkiem na koniec miesiąca kalendarzowego. 4. Energię elektryczną wprowadzoną do sieci przez wytwórcę, który zawarł umowę, o której mowa w ust. 2 pkt 1 lit. b, uznaje się za energię elektryczną dostarczoną przez tego wytwórcę na rzecz spółdzielni energetycznej. 5. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, uwzględnia w rozliczeniu, o którym mowa w art. 38c ust. 3, ze wszystkimi odbiorcami, którzy zawarli umowę, o której mowa w ust. 2 pkt 1 lit. a, energię elektryczną wprowadzoną przez wytwórców, którzy zawarli umowę, o której mowa w ust. 2 pkt 1 lit. b, na zasadach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 38c ust. 14 i w umowie, o której mowa w ust. 2 pkt 2, do dnia poinformowania przez spółdzielnię energetyczną o wypowiedzeniu członkostwa danego członka spółdzielni energetycznej lub rozwiązania umowy, o której mowa w ust. 2 pkt 1, na zasadach określonych w art. 4j ustawy – Prawo energetyczne.”	
	Art. 1 pkt 35 lit. a W art. 38e w ust. 1: w ust. 1: –uchyla się pkt 2, –w pkt 3: – – lit. a otrzymuje brzmienie: „a) energii elektrycznej, łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii nie przekracza 10 MW, a ich sprawność wytwarzania energii elektrycznej umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb własnych spółdzielni energetycznej i jej członków,”, – – lit. c otrzymuje brzmienie: „c) biogazu lub biogazu rolniczego, roczna wydajność wszystkich instalacji nie przekracza 40 mln m^3,”, – – dodaje się lit. d w brzmieniu: „d) biometanu, roczna wydajność wszystkich instalacji nie przekracza 20 mln m^3.”	
	Art. 1 pkt 35 lit. b W art. 38e ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Koszty bilansowania handlowego energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 400 kW pokrywa w całości sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a.”	
	Art. 1 pkt 36 W art. 38f ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Działalność spółdzielni energetycznej w zakresie zaopatrzenia w: 1)energię elektryczną wprowadzaną do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub 2)ciepło, lub 3)biogaz lub biogaz rolniczy, lub biometan –może być prowadzona na rzecz wszystkich lub wybranych członków tej spółdzielni wyłącznie w instalacjach odnawialnego źródła energii stanowiących własność spółdzielni energetycznej lub jej członków.”	

	Art. 1 pkt 37 lit. a W art. 38g w ust. 2 w pkt 3: –lit. b otrzymuje brzmienie: „b) liczby członków spółdzielni oraz punktów poboru energii lub punktów przyłączenia gazowego, lub węzła ciepłowniczego, lub miejsc wytwarzania oraz zużycia biogazu lub biogazu rolniczego, lub biometanu,”, –lit. d otrzymuje brzmienie: „d) liczby i rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii,”, –lit. e otrzymuje brzmienie: „e) mocy zainstalowanej elektrycznej lub mocy zainstalowanej cieplnej, lub rocznej wydajności produkcji biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii,”, –dodaje się lit. f i g w brzmieniu: „f) lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii, g) sprzedawcy energii, z którym zamierza współpracować spółdzielnia energetyczna.”	
	Art. 1 pkt 37 lit. b W art. 38g w ust. 3 w pkt 1 w treści oświadczenia pkt 3 otrzymuje brzmienie: „3) zobowiązuje się do wytwarzania energii elektrycznej lub biogazu, lub biogazu rolniczego, lub biometanu, lub ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii, obrotu nimi lub ich magazynowania, dokonywanych w ramach działalności prowadzonej wyłącznie na rzecz spółdzielni energetycznej oraz jej członków.”	
	Art. 1 pkt 37 lit. c W art. 38g dodaje się ust. 8 w brzmieniu: „8. Dyrektor Generalny KOWR prostuje z urzędu dane zamieszczone w wykazie spółdzielni energetycznych zawierające oczywiste błędy.”	Przepis o charakterze precyzującym kwestie wydawania zaświadczenia przez Dyrektora Generalnego KOWR
	Art. 1 pkt 38 W art. 38j ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Zaświadczenie o zamieszczeniu danych spółdzielni energetycznej w wykazie spółdzielni energetycznych zawiera dane, o których mowa w art. 38g ust. 2.”	
	Art. 1 pkt 39 Art. 38l otrzymuje brzmienie: „Art. 38l. 1. Dyrektor Generalny KOWR, w drodze decyzji, wykreśla dane spółdzielni energetycznej z wykazu spółdzielni energetycznych, w przypadku gdy spółdzielnia energetyczna: 1)przestała spełniać warunek, o którym mowa w art. 38e ust. 1 pkt 1; 2)nie usunęła naruszenia któregokolwiek z warunków, o których mowa w art. 38e ust. 1 pkt 3, w terminie wyznaczonym przez Dyrektora KOWR; 3)złożyła oświadczenie, o którym mowa w art. 38g ust. 3, niezgodnie ze stanem faktycznym; 4)złożyła wniosek o wykreślenie jej danych z wykazu spółdzielni energetycznych. 2.Przed wydaniem decyzji na podstawie ust. 1 pkt 2 Dyrektor Generalny KOWR wyznacza termin usunięcia stwierdzonych naruszeń. 3.Decyzja, o której mowa w ust. 1, podlega natychmiastowemu wykonaniu.	Zmiany mają na celu wsparcie lokalnych producentów odnawialnych źródeł energii.

	4. Spółdzielnia energetyczna, którą wykreślono z wykazu spółdzielni energetycznych, z powodów, o których mowa w ust. 1 pkt 1-3, na danym obszarze może ubiegać się o ponowne zamieszczenie w tym wykazie nie wcześniej niż po upływie 3 lat od dnia wykreślenia. 5. Dyrektor Generalny KOWR przekazuje informację o wydaniu decyzji o której mowa w ust. 1, właściwemu dla danej spółdzielni energetycznej sprzedawcy energii.”	
	Art. 1 pkt 40 lit. a W art. 38m wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „Spółdzielnia energetyczna od dnia zamieszczenia jej danych w wykazie spółdzielni energetycznych jest obowiązana do:”	
	Art. 1 pkt 40 lit. b W art. 38m pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1)prowadzenia dokumentacji dotyczącej ilości energii elektrycznej lub biogazu, lub biogazu rolniczego, lub biometanu, lub ciepła wytworzonych oraz zużytych przez spółdzielnię energetyczną i jej członków;”;	
	Art. 1 pkt 41 po art. 38m dodaje się art. 38ma w brzmieniu: „Art. 38ma. Operator informacji rynku energii udostępnia Dyrektorowi Generalnemu KOWR za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii zagregowane dane pomiarowe spółdzielni energetycznej dotyczące wytworzonej i zużytej energii elektrycznej przez wszystkich wytwórców i odbiorców, będących członkami spółdzielni energetycznej w zakresie niezbędnym do prowadzenia wykazu spółdzielni energetycznych oraz kontroli spełniania warunków, o których mowa w art. 38e.”	
	Art. 1 pkt 42 W art. 38o po wyrazach „ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników” dodaje się wyrazy „ , lub ustawy – Prawo energetyczne”;	Zmiana ma charakter porządkowy
	Art. 1 pkt 43 lit. a W art. 39 w ust. 2: –w pkt 1 skreśla się wyrazy „oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”, pkt 4 otrzymuje brzmienie: „4) w przypadku zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii – pomocy przeznaczonej na budowę lub eksploatację tej instalacji, mających miejsce przed rozpoczęciem jej modernizacji;”, –dodaje się pkt 5 w brzmieniu: „5)wynagrodzenia z tytułu uczestnictwa w rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, lub wsparcia udzielonego na podstawie ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.”	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 43 lit. b	Celem zaproponowanych w projekcie zmian jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji

	W art. 39 w ust. 5 w objaśnieniu symbolu „I_{pMOZE}” wyrazy „w przypadku wytwórcy, o którym mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2” zastępuje się wyrazami „w przypadku wytwórców, o których mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2 i 3”	odnawialnych źródeł energii., które zakończyły udział w przewidzianych dla nich systemów wsparcia, a stosowana w nich technologia wiąże się z kosztami operacyjnymi przewyższającymi przychody rynkowe z prowadzonej działalności.
	Art. 1 pkt 43 lit. c W art. 39 w ust. 7 w objaśnieniu symbolu „C_s” po wyrazach „w którym złożono oświadczenie, o którym mowa w zdaniu pierwszym,” dodaje się wyrazy „lub w którym wytwórca był zobowiązany do złożenia tego oświadczenia,”	
	Art. 1 pkt 44 lit. a W art. 39a w ust. 2 –w pkt 1 skreśla się wyrazy „oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”, –pkt 3 otrzymuje brzmienie: „3)w przypadku zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii – pomocy przeznaczonej na budowę lub eksploatację tej instalacji, mających miejsce przed rozpoczęciem jej modernizacji;”, –dodaje się pkt 4 w brzmieniu: „4)wynagrodzenia z tytułu uczestnictwa w rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, lub wsparcia udzielonego na podstawie ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.”	
	Art. 1 pkt 44 lit. b W art. 39a w ust. 5 w objaśnieniu symbolu „I_{pMOZE}” wyrazy „w przypadku wytwórcy, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1” zastępuje się wyrazami „w przypadku wytwórców, o których mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 i 3”	
	Art. 1 pkt 44 lit. c W art. 39a w ust. 7: – w objaśnieniu symbolu „C_{sn}” wyrazy „po miesiącu złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1” zastępuje się wyrazami „po miesiącu złożenia oświadczenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym”, – w objaśnieniu symbolu „C_s” po wyrazach „w którym złożono oświadczenie, o którym mowa w zdaniu pierwszym,” dodaje się wyrazy „lub w którym wytwórca był zobowiązany do złożenia tego oświadczenia,”, –w objaśnieniu symbolu „I_p” po wyrazach „zgodnie z art. 70a–70f” dodaje się wyrazy „do końca miesiąca poprzedzającego miesiąc, w którym udzielono pomocy inwestycyjnej, o której mowa w objaśnieniu symbolu PI.”	
	Art. 1 pkt 45 W art. 40 po ust. 1ab dodaje się ust. 1ac w brzmieniu: „1ac. W przypadku spółdzielni energetycznej obowiązek rozliczenia, o którym mowa w ust. 1a, jest realizowany przez jednego sprzedawcę na podstawie zawartej z każdym członkiem danej spółdzielni energetycznej oraz spółdzielnią energetyczną umowy kompleksowej, z uwzględnieniem odpowiednich ilości energii elektrycznej wytworzonej przez spółdzielnię energetyczną lub jej członków.”	
	Art. 1 pkt 46 W art. 42 w ust. 1uchyla się pkt 4	

	Art. 1 pkt 47 W art. 44 uchyla się ust. 7 i 12	Zmiany porządkujące w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.
	Art. 1 pkt 48 lit. a W art. 45 w ust. 2 w pkt 7 w treści oświadczenia dodaje się pkt 5 w brzmieniu: „5)w okresie objętym wnioskiem energia, dla której ma zostać wydane świadectwo pochodzenia, nie była objęta wynagrodzeniem z tytułu uczestnictwa w rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, lub wsparciem udzielonym na podstawie ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;”	Celem niniejszego fragmentu jest doprecyzowanie w obszarze systemu świadectw pochodzenia.
	Art. 1 pkt 48 lit. b W art. 45 ust. 8 otrzymuje brzmienie: „8. Magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii wyposaża się w układ pomiarowo-rozliczeniowy rejestrujący ilość energii elektrycznej wprowadzonej do magazynu energii elektrycznej i wyprowadzonej z tego magazynu, który umożliwia ustalenie ilości energii elektrycznej z podziałem na ilość energii elektrycznej pobranej z sieci, a następnie wprowadzonej do tego magazynu oraz ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, a następnie wprowadzonej do tego magazynu, niezależnie od układu pomiarowo-rozliczeniowego rejestrującego ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i wprowadzonej do sieci przez tę instalację odnawialnego źródła energii lub hybrydową instalację odnawialnego źródła energii.”;	Projektowane zmiany będą miały istotny wpływ na rozwój sektora magazynowania energii, co sprzyja stałemu rozwojowi tej technologii w efekcie czego spodziewać się należy wzrostu efektywności magazynów energii. W szerszej perspektywie rozwój tej technologii ma wpływ nie tylko na duże instalacje odnawialnego źródła energii. Zakłada się, iż tańsza i bardziej efektywna technologia magazynowania energii to szansa na zwiększenie poziomu autokonsumpcji energii odnawialnej.
	Art. 1 pkt 49 W art. 46 w ust. 10 skreśla się wyrazy „lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”;	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 50 W art. 47 w ust. 8 uchyla się pkt 3	Celem niniejszego fragmentu jest doprecyzowanie w obszarze systemu świadectw pochodzenia.
	Art. 1 pkt 51 Uchyla się art. 47a–50	Projekt ustawy przewiduje odejście od systemu wsparcia dla biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej w postaci świadectw pochodzenia biogazu rolniczego. W konsekwencji uchylone zostały przepisy art. 47a–51 ustawy.
	Art. 1 pkt 52 W art. 51 ust. 1 w ust. 1:	Celem niniejszego fragmentu jest doprecyzowanie w obszarze systemu świadectw pochodzenia.

	„1. Prezes URE odmawia, w drodze postanowienia, wydania świadectwa pochodzenia, w przypadku gdy: 1)nie zostały spełnione warunki określone w art. 44 lub 2)wniosek o wydanie świadectwa pochodzenia został złożony po upływie terminu, o którym mowa w art. 45 ust. 4.”	
	Art. 1 pkt 53 lit. a W art. 52 w ust. 1 w pkt 1: – we wprowadzeniu do wyliczenia skreśla się wyrazy „lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego”, –lit. a otrzymuje brzmienie: „a) dla energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej lub”	Projekt ustawy przewiduje odejście od systemu wsparcia dla biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej w postaci świadectw pochodzenia biogazu rolniczego. W konsekwencji uchylone zostały przepisy art. 47a–51 ustawy.
	Art. 1 pkt 53 lit. b W art. 52 po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: „2a. Obowiązku, o którym mowa w ust. 1, nie wykonują podmioty wytwarzające energię elektryczną w mikroinstalacji, w tym także prosumenci energii odnawialnej, prosumenci zbiorowi energii odnawialnej i prosumenci wirtualni energii odnawialnej.”	Celem niniejszego fragmentu jest doprecyzowanie w obszarze systemu świadectw pochodzenia.
	Art. 1 pkt 53 lit. c W art. 52 ust. 5 otrzymuje brzmienie: „5. Informacja zawiera: 1)nazwę i adres siedziby odbiorcy przemysłowego; 2) numer w rejestrze przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego lub numer identyfikacji podatkowej (NIP); 3)dane dotyczące ilości energii elektrycznej objętej obowiązkiem, o którym mowa w ust. 1, oraz stanowiącej podstawę do obliczenia opłaty OZE, o której mowa w art. 96 ust. 1, oraz opłaty kogeneracyjnej, o której mowa w art. 60 ust. 1 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wyrażonej w procentach; 4)wskazanie, czy dany odbiorca przemysłowy jest odbiorcą przemysłowym, o którym mowa w ust. 2 pkt 1.”	Celem niniejszego fragmentu jest doprecyzowanie w obszarze systemu świadectw pochodzenia.
	Art. 1 pkt 53 lit. d W art. 52 po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu: „5a. Do składania oświadczeń, o których mowa w ust. 3, oraz sporządzania wykazu odbiorców przemysłowych i informacji, o których mowa w ust. 4 i 5, nie mają zastosowania przepisy ustawy – Kodeks postępowania administracyjnego.”	Celem niniejszego fragmentu jest doprecyzowanie w obszarze systemu świadectw pochodzenia.
	Art. 1 pkt 54 W art. 56 w ust. 1 w objaśnieniach symboli Eb oraz Es skreśla się wyrazy „oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w
	Art. 1 pkt 55 lit. a W art. 58 uchyla się ust. 1,	

	Art. 1 pkt 55 lit. b W art. 58 w ust. 2 oraz w ust. 3 w pkt 1 skreśla się wyrazy „lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”	końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych. Celem niniejszego fragmentu jest doprecyzowanie w obszarze systemu świadectw pochodzenia.
	Art. 1 pkt 56 W art. 59 w pkt 2 we wprowadzeniu do wyliczenia skreśla się wyrazy „lub ekwiwalentnej ilości energii elektrycznej wynikającej z umorzonych świadectw pochodzenia biogazu rolniczego,”	
	Art. 1 pkt 57 Po art. 60a dodaje się art. 60b w brzmieniu: „Art. 60b. Wytwórca dokonuje pomiarów ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe oraz pomiarów ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe, na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, rejestracji tej ilości i jej przeliczenia na ilość energii wyrażoną w MWh.”;	Zmiana ma na celu doprecyzowanie dokonywania pomiarów ilości biogazu, biogazu rolniczego, biometanu i wodoru odnawialnego względem zmian dokonanych w projekcie nowelizacji ustawy .
	Art. 1 pkt 58 Art. 61 i 62 otrzymują brzmienie: „Art. 61.Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia: 1)wymagania dotyczące sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22, oraz inne paliwa, 2)sposób dokonywania pomiarów ilości energii elektrycznej na potrzeby ustalenia rzeczywistego rozliczenia obowiązku wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przez wytwórcę, który wygrał aukcję, o której mowa w art. 72 ust. 1, albo aukcję na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1, lub uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8 albo w art. 70h ust. 5, 3)sposób przeliczania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu na ilość energii wyrażoną w MWh, 4) miejsce i sposób dokonywania pomiarów ilości ciepła lub chłodu na potrzeby wydania gwarancji pochodzenia –biorąc pod uwagę stan wiedzy technicznej oraz potrzebę ustalenia ilości wytwarzanej energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii. Art. 62. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia: 1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe, 2) miejsce dokonywania pomiarów ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe,	Zmiana ma na celu doprecyzowanie delegacji do wydania rozporządzenia względem zmian dokonanych w projekcie nowelizacji ustawy .

	3)sposób przeliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh –biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa obrotu, dostępne technologie oraz potrzebę ustalenia ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe.”;	
	Art. 1 pkt 59 Po art. 62 dodaje się art. 62a w brzmieniu: „Art. 62a. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia: 1)wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe, 2)miejsce dokonywania pomiarów ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe, 3)sposób przeliczania ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh –biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa obrotu, dostępne technologie oraz potrzebę ustalenia ilości wodoru odnawialnego wytworzonego i transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe.”;	Zmiana ma na celu doprecyzowanie delegacji do wydania rozporządzenia względem zmian dokonanych w projekcie nowelizacji ustawy.
	Art. 1 pkt 60 W art. 63 skreśla się użyte w różnej liczbie i różnym przypadku wyrazy „lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych. Celem niniejszego fragmentu jest doprecyzowanie w obszarze systemu świadectw pochodzenia.
	Art. 1 pkt 61 lit. a W art. 64 w ust. 1 w ust. 1 we wprowadzeniu do wyliczenia, w ust. 2, 4 i 5 skreśla się użyte w różnej liczbie i różnym przypadku wyrazy „lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”	
	Art. 1 pkt 61 lit. b W art. 64 ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Podmiot, o którym mowa w ust. 1, wydaje, na wniosek podmiotów, o których mowa w art. 52 ust. 2, lub innego podmiotu, któremu przysługują prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia, dokument stwierdzający te prawa i określający odpowiadającą tym prawom ilość energii elektrycznej.”	
	Art. 1 pkt 62 W art. 65–67 skreśla się użyte w różnej liczbie i różnym przypadku wyrazy „lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”;	Celem niniejszego fragmentu jest doprecyzowanie w obszarze systemu świadectw pochodzenia.

	Art. 1 pkt 63 lit. a W art. 69a uchyla się pkt 2	Zmiany regulują zasady uczestnictwa w systemie wsparcia operacyjnego jednostek wytwórczych z OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW.
	Art. 1 pkt 63 lit. b W art. 69a po pkt 3 dodaje się pkt 3a w brzmieniu: „3a) systemu wsparcia, o którym mowa w art. 70g–70j, albo”	
	Art. 1 pkt 63 lit. c W art. 69 po pkt 4 dodaje się pkt 4a i 4b w brzmieniu: „4a) aukcji na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1, albo 4b) systemu wsparcia, o którym mowa w art. 83l–83s, albo”	
	Art. 1 pkt 63 lit. d W art. 69 w pkt 5 po wyrazach „art. 4 ust. 1” dodaje się wyrazy „albo ust. 1a pkt 2”	
	Art. 1 pkt 64 W art. 70 w pkt 2 po wyrazach „w art. 45” skreśla się wyrazy „ , w art. 48, w art. 49”	Zmiany porządkujące względem treści brzmienia projektu ustawy.
	Art. 1 pkt 65 lit. a art. 70a ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej, będący przedsiębiorstwem energetycznym, wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie: 1) biogaz rolniczy albo 2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo 3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo 4) biogaz inny niż określony w pkt 1–3, albo 5) hydroenergię, albo 6) biomasę – może dokonać sprzedaży, której przedmiotem jest niewykorzystana, a wprowadzona do sieci energia elektryczna, wybranemu podmiotowi; przepis art. 70e stosuje się z uwzględnieniem art. 70c ust. 6 pkt 1 i art. 70d.”	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 65 lit. b W art. 70a w ust. 4 skreśla się wyrazy „lit. a, b, c lub e”	
	Art. 1 pkt 66 lit. a W art. 70b w ust. 3 w pkt 6: –w lit. d skreśla się wyrazy „klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń;”, –w treści oświadczenia w lit. d kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. e w brzmieniu: „e) w okresie wsparcia, o którym mowa w art. 70f ust. 1, dla tej instalacji wytwórca nie będzie otrzymywać wynagrodzenia z tytułu uczestnictwa w rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o	Celem zaproponowanych w projekcie zmian jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii.

	rynku mocy, lub korzystać ze wsparcia udzielanego na podstawie ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, lub korzystać z rozliczeń, o których mowa w art. 4 ust. 1 lub art. 38c ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń;”,	
	Art. 1 pkt 66 lit. b W art. 70b w ust. 4: –w pkt 1: – –we wprowadzeniu do wyliczenia po wyrazie „uruchomienia” dodaje się wyrazy „lub modernizacji”, – –w lit. a po wyrazie „projektowanej” dodaje się wyrazy „lub planowanej do modernizacji”, – –lit. c otrzymuje brzmienie: „c) oświadczenie, że urządzenia wchodzące w skład tej instalacji, służące do wytwarzania energii elektrycznej, o której mowa w art. 70a ust. 1 albo 2, zamontowane w czasie budowy lub modernizacji, zostały wyprodukowane w okresie 36 miesięcy bezpośrednio poprzedzających dzień wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej instalacji odnawialnego źródła energii po zakończeniu jej budowy lub modernizacji, z wyłączeniem instalacji wykorzystującej wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej, a same urządzenia nie były wcześniej amortyzowane w rozumieniu przepisów o rachunkowości przez jakikolwiek podmiot,”, – –w lit. d po wyrazach „w instalacji odnawialnego źródła energii” dodaje się wyrazy „po zakończeniu jej budowy lub modernizacji”, –w pkt 2 w lit. b kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 3 w brzmieniu: „3)w przypadku instalacji planowanej do modernizacji – oświadczenie o udziale planowanych do poniesienia nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 74 ust. 2d.”	
	Art. 1 pkt 66 lit. c W art. 70b w ust. 10 w pkt 2 po wyrazach „dokumenty” dodaje się wyrazy „i oświadczenia”,	
	Art. 1 pkt 66 lit. d W art. 70b po ust. 10 dodaje się ust. 10a–10d w brzmieniu: „10a. Zmiana mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 3 pkt 4, powodująca zmianę pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 77 ust. 5, właściwej dla tej instalacji w dniu złożenia deklaracji, o której mowa w ust. 1, skutkuje: 1)utrzymaniem dotychczasowej stałej ceny zakupu – w przypadku zmniejszenia tej mocy; 2)ustaleniem nowej stałej ceny zakupu stosowanej od miesiąca następującego po miesiącu zmiany wpisu tej instalacji w rejestrze wytwórców energii w małej instalacji albo w rejestrze wytwórców biogazu rolniczego – w przypadku zwiększenia tej mocy. 10b. W przypadku, o którym mowa w ust. 10a pkt 2, nową stałą cenę zakupu wylicza się jako różnicę: 1)ceny skorygowanej obliczonej zgodnie z art. 39a ust. 5 i 7, z uwzględnieniem corocznej waloryzacji dokonywanej zgodnie z art. 70e ust. 3, przysługującej wytwórcy na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w ust. 1, podlegającej zmianie, oraz 2)kwoty stanowiącej różnicę między:	

	a)ceną referencyjną przysługującą temu wytwórcy w dniu złożenia przez niego deklaracji, o której mowa w ust. 1, podlegającej zmianie, a b)ceną referencyjną, która przysługiwałaby mu w przypadku, gdyby moc zainstalowana elektryczna instalacji objętej deklaracją, o której mowa w ust. 1, podlegającą zmianie, w dniu jej złożenia odpowiadała mocy zainstalowanej elektrycznej, o której mowa w ust. 10a pkt 2. 10c. W przypadku otrzymania przez wytwórcę pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 39a ust. 1, na zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną, o której mowa w ust. 10a pkt 2, wartość tej pomocy oblicza się na dzień zmiany wpisu tej instalacji w rejestrze wytwórców energii w małej instalacji albo w rejestrze wytwórców biogazu rolniczego, przyjmując na potrzeby obliczenia ceny skorygowanej ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, o której mowa w ust. 10 pkt 2, pomniejszoną o ilość energii elektrycznej wytworzonej oraz wprowadzonej do sieci i sprzedanej zgodnie z ust. 1–10b i 10d–18, art. 70a i art. 70ba–70f do końca miesiąca poprzedzającego miesiąc, w którym dokonano zmiany wpisu tej instalacji w rejestrze wytwórców energii w małej instalacji albo w rejestrze wytwórców biogazu rolniczego. Przepisy art. 39a stosuje się odpowiednio. 10d. Wytwórca przekazuje Prezesowi URE oraz operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, oświadczenie o nowej stałej cenie zakupu, o której mowa w ust. 10a pkt 2, najpóźniej do dnia złożenia pierwszego wniosku o pokrycie ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej i sprzedanej z instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej, o której mowa w ust. 10a pkt 2.”	
	Art. 1 pkt 66 lit. e W art. 70b uchyla się ust. 11	
	Art. 1 pkt 66lit. f W art. 70b po ust. 11 dodaje się ust. 11a–11c w brzmieniu: „11a. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w ust. 8, przekazuje Prezesowi URE oraz operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, informację o dniu wytworzenia oraz wprowadzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii do sieci, potwierdzoną przez operatora sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub operatora sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i o dniu jej sprzedaży, zgodnie z przepisami ust. 1, art. 70a oraz art. 70c–70f – w terminie 30 dni od dnia tej sprzedaży po raz pierwszy. 11b.Wytwórca energii elektrycznej wytworzonej w zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w ust. 8, przekazuje Prezesowi URE, operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, oraz sprzedawcy zobowiązanemu w terminie 60 dni od zakończenia modernizacji: 1) oświadczenie o zakończeniu modernizacji złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, o następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że modernizacja instalacji odnawialnego źródła energii, w której będzie wytwarzana energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, została zakończona oraz że spełnia wymagania, o których mowa w art. 70b ust.	

	16 pkt 4 i 5 oraz art. 74 ust. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń; 2)oświadczenie o upływie terminu do zgłoszenia przez organ nadzoru budowlanego sprzeciwu do zawiadomienia o zakończeniu budowy albo zaświadczenie organu nadzoru budowlanego o braku podstaw do wniesienia takiego sprzeciwu, albo kopię pozwolenia na użytkowanie zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli jego uzyskanie jest wymagane przepisami ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, albo kopię decyzji zezwalającej na eksploatację urządzenia technicznego, jeżeli jej uzyskanie jest wymagane przepisami ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym, w zależności od tego, który z tych przypadków wyznaczył datę zakończenia modernizacji; 3)opinię jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji stwierdzającą udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 74 ust. 2d, wraz z oświadczeniem, o którym mowa w ust. 4 pkt 3, zaktualizowanym w oparciu o tę opinię. 11c. W przypadku gdy z opinii, o której mowa w ust. 11b pkt 3, wynika, że udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 74 ust. 2d, jest inny niż wskazany w oświadczeniu, o którym mowa w ust. 4 pkt 3, i jego uwzględnienie powodowałoby zmianę okresu wsparcia, o którym mowa w art. 70f ust. 4, prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, nie przysługuje.”	
	Art. 1 pkt 66 lit. g W art. 70b w ust. 16: –uchyla się pkt 1, –po pkt 1 dodaje się pkt 1a w brzmieniu: „1a) na dzień składania deklaracji: a) instalacji nie przysługuje świadectwo pochodzenia albo nie przysługuje obowiązek zakupu energii, o którym mowa w art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1, albo nie przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 70a ust. 3, art. 70c ust. 6, art. 70g ust. 2, art. 83e ust. 1 lub art. 92 ust. 5, albo b) do rozpoczęcia okresu, w którym instalacja spełniałaby warunek, o którym mowa w lit. a, pozostało mniej niż 24 miesiące;”, –pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2)zmodernizowana instalacja będzie spełniać warunki określone w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a albo b;”, –uchyla się pkt 3, –pkt 4 otrzymuje brzmienie: „4) rozpoczęcie modernizacji instalacji nastąpi po otrzymaniu zaświadczenia, o którym mowa w ust. 8, dla zmodernizowanej instalacji;”, –w pkt 5 wyrazy „art. 74 ust. 2 pkt 1” zastępuje się wyrazami „pkt 1a lit. a”	
	Art. 1 pkt 66 lit. h W art. 70b w ust. 17 wyrazy „ust. 9 i 11–14” zastępuje się wyrazami „ust. 9, 11, 11a, 12a–14 oraz art. 70c”;	

	Art. 1 pkt 67 W art. 70e po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: „2a. W przypadku zmodernizowanych instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2: 1)lit. a – stała cena zakupu jest obliczana zgodnie z ust. 1; 2)lit. b – stała cena zakupu jest obliczana zgodnie z ust. 1, z uwzględnieniem udziału, o którym mowa w art. 74 ust. 2d.”	
	Art. 1 pkt 68 W art. 70f dodaje się ust. 4 w brzmieniu: „4. W przypadku zmodernizowanych instalacji odnawialnego źródła energii obowiązek zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70c ust. 2 lub prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, powstaje od pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji i objętej systemem wsparcia, o którym mowa w ustawie, i trwa nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2045 r., przy czym w przypadku instalacji, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2: 1)lit. a, trwa maksymalnie przez kolejnych: a) 5 lat – w przypadku poniesienia nakładów inwestycyjnych modernizacji nie mniejszych niż 25%, ale nie większych niż 33% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, b)6 lat – w przypadku poniesienia nakładów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, c) 7 lat – w przypadku poniesienia nakładów inwestycyjnych modernizacji większych niż 40%, ale nie większych niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii; 2)lit. b, trwa maksymalnie przez kolejnych 15 lat.”	
	Art. 1 pkt 69 Po art. 70f dodaje się art. 70g–70j w brzmieniu: „Art. 70g. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej, będący przedsiębiorstwem energetycznym lub wytwórcą, o którym mowa w art. 19 ust. 1, wykorzystujący do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie: 1)biogaz rolniczy albo 2)biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo 3)biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo 4)biogaz inny niż określony w pkt 1–3, albo 5)hydroenergię, albo 6)biomasę	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.

	–po upływie dla tej instalacji okresu, o którym mowa w art. 44 ust. 5 lub art. 70f ust. 1 lub 3 lub art. 77 ust. 1, może sprzedać niewykorzystaną, a wprowadzoną do sieci energię elektryczną wybranemu podmiotowi; przepisy art. 70j stosuje się z uwzględnieniem przepisów wydanych na podstawie art. 70i. 2. Wytwórcy, o którym mowa w ust. 1, przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3. 3. Przepisu ust. 1 nie stosuje się do przedsiębiorstw będących w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 lit. a-c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu. 4. Magazynowanie energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii pozostaje bez wpływu na prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w art. 45 ust. 8. Art. 70h. 1. W celu sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70g ust. 1 wytwórca, o którym mowa w tym przepisie, składa Prezesowi URE deklarację o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu ustalonej zgodnie z art. 70j ust. 1. 2. Deklaracja, o której mowa w ust. 1, jest składana w postaci elektronicznej za pośrednictwem internetowej platformy aukcyjnej o której mowa w art. 78 ust. 6. 3. Deklaracja, o której mowa w ust. 1, zawiera: 1)imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy; 2)łączną ilość niewykorzystanej energii elektrycznej określoną w MWh, jaką wytwórca planuje sprzedać w okresie wskazanym w deklaracji; 3)okres sprzedaży niewykorzystanej ilości energii elektrycznej obejmujący planowaną datę rozpoczęcia i zakończenia sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej; 4)lokalizację i moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii oraz miejsce jej przyłączenia do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej, określone w warunkach przyłączenia albo w umowie o przyłączenie; 5)podpis wytwórcy lub osoby upoważnionej do jego reprezentowania, z załączeniem oryginału lub uwierzytelnionej kopii dokumentu poświadczającego umocowanie takiej osoby do działania w imieniu wytwórcy; 6)oświadczenie wytwórcy złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, o następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że: 1)do wytworzenia energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie będą wykorzystywane: a) drewno inne niż drewno energetyczne oraz zboże pełnowartościowe – w przypadku dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biogaz rolniczy lub biogaz, o którym mowa w art. 70g ust. 1 pkt 2–4 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii,	

	b)paliwa kopalne lub paliwa powstałe z ich przetworzenia – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy, c) biomasa zanieczyszczona w celu zwiększenia jej wartości opałowej – w przypadku dedykowanej instalacji spalania biomasy, a także hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biogaz lub biogaz rolniczy, d) substraty inne niż wymienione w art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – w przypadku wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego; 2) przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 lit. a–c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu; 3) na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zwrotu pomocy publicznej, wynikający z decyzji Komisji Europejskiej uznającej taką pomoc za niezgodną z prawem oraz z rynkiem wewnętrznym.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń. 4. Do deklaracji, o której mowa w ust. 1, wytwórca dołącza: 1) oświadczenie o dniu, w którym dla instalacji odnawialnego źródła energii upłynął albo upłynie okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5 lub art. 70f ust. 1 lub 3, lub w art. 77 ust. 1, oraz 2) oświadczenie, że w okresie wsparcia, o którym mowa w art. 70j ust. 3, dla tej instalacji wytwórca nie będzie otrzymywać wynagrodzenia z tytułu uczestnictwa w rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, lub korzystać ze wsparcia udzielanego na podstawie ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, lub korzystać z rozliczeń, o których mowa w art. 4 ust. 1 lub w art. 38c ust. 3, oraz 3) zobowiązanie do rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej nie później niż pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie 3 miesięcy od dnia wydania zaświadczenia, o którym mowa w ust. 5, oraz 4) oryginał lub poświadczoną kopię schematu instalacji odnawialnego źródła energii ze wskazaniem urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej oraz urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wchodzących w skład tej instalacji, z oznaczeniem lokalizacji urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych oraz miejsca przyłączenia tej instalacji do sieci elektroenergetycznej, naniesionych na mapę poglądową uwzględniającą numery ewidencyjne działek i obrębów. 5. Prezes URE wydaje wytwórcy, o którym mowa w art. 70g ust. 1, zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z przepisami ust. 1, art. 70g, art. 70i i art. 70j ust. 1, 2 i 4 oraz w okresie, o którym mowa w art. 70j ust. 3, w terminie 45 dni od dnia złożenia kompletnej deklaracji, o której mowa w ust. 1. 6. Prezes URE przekazuje informacje, o których mowa w ust. 3 pkt 1–4, o wytwórcy, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w ust. 5: 1) operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106; 2) Dyrektorowi Generalnemu KOWR – w przypadku wytwórców, o których mowa w art. 19 ust. 1.	

	7. Wytwórca, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w ust. 5, może zmienić deklarację, o której mowa w ust. 1, w zakresie: 1) planowanej daty zakończenia sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej przez wskazanie daty wcześniejszej niż data określona w tym zaświadczeniu; 2) mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 3 pkt 4, oraz ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 2, o ile nie spowoduje to zmiany referencyjnej ceny operacyjnej, określonej w przepisach wydanych na podstawie art. 83g ust. 1, będącej podstawą do wyliczenia stałej ceny zakupu, o której mowa w art. 70j ust. 1. 8. Wytwórca, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w ust. 5, na okres krótszy niż 10 lat lub skrócił ten okres, zmieniając deklarację, o której mowa w ust. 1, zgodnie z ust. 7, nie może złożyć kolejnej deklaracji. 9. Prezes URE, w drodze postanowienia, odmawia wydania zaświadczenia, o którym mowa w ust. 5, w przypadku: 1) złożenia deklaracji, o której mowa w ust. 1, niespełniającej warunków, o których mowa w ust. 2–4, lub 2) przekroczenia maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii określonej na podstawie art. 70i. 10. Na postanowienie, o którym mowa w ust. 9, służy zażalenie. Zażalenie wnosi się do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów, w terminie 7 dni od dnia doręczenia postanowienia. Postępowanie w sprawie zażalenia na postanowienie Prezesa URE toczy się według przepisów ustawy – Kodeks postępowania cywilnego o postępowaniu w sprawach z zakresu regulacji energetyki. 11. W przypadku, o którym mowa w ust. 7, przepisy ust. 1–6, 9 i 10 stosuje się odpowiednio. Art. 70i. 1. Maksymalna moc zainstalowana elektryczna poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 70g ust. 1, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5, może zostać ograniczona przez wskazanie wartości maksymalnych tej mocy w przypadkach: 1) osiągnięcia mocy zainstalowanej elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii na poziomie umożliwiającym realizację celu wynikającego z umów międzynarodowych; 2) wystąpienia stanu zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, rozumianego jako przekroczenie produkcji energii elektrycznej z instalacji odnawialnych źródeł energii, która przez okres dłuższy niż sześć miesięcy nie może zostać zbilansowana w ramach krajowego systemu elektroenergetycznego. 2. Rada Ministrów może określić, w drodze rozporządzenia, w terminie do dnia 31 października danego roku kalendarzowego, maksymalną moc zainstalowaną elektryczną poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w ust. 1, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5, biorąc pod uwagę: 1) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego; 2) potrzebę ochrony środowiska naturalnego; 3) potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi; 4) cele gospodarcze i społeczne.	

	Art. 70j. 1. Stała cena zakupu wynosi 90% referencyjnej ceny operacyjnej określonej w przepisach wydanych na podstawie art. 83g ust. 1, dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70g ust. 1. 2. Prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, przysługuje wytwórcom, którzy uzyskali zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5, w terminie do dnia 31 grudnia 2033 r., w okresie wskazanym w tym zaświadczeniu. 3. Prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, powstaje od pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej objętej systemem wsparcia przeznaczonym dla wytwórcy, o którym mowa w art. 70g ust. 1, i trwa przez okres kolejnych 10 lat, nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2034 r. 4. Stała cena zakupu podlega aktualizacji w przypadku zmiany referencyjnej ceny operacyjnej określonej w przepisach wydanych na podstawie art. 83g ust. 1 i jest stosowana począwszy od kolejnego roku kalendarzowego.”;	
	Art. 1 pkt 70 lit. a W art. 71 po ust. 1 dodaje się ustęp 1a w brzmieniu: „1a. Przepis ust. 1 do wytwórców energii elektrycznej wykorzystujących do wytworzenia energii elektrycznej biomasę stosuje się w przypadkach, o których mowa w art. 129 ust. 4.”	
	Art. 1 pkt 70 lit. b W art. 71 po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu: „3a. Do deklaracji o przystąpieniu do aukcji wytwórca energii elektrycznej w hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii dołącza oświadczenie, że hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii będzie spełniała wymóg udziału energii pochodzącej z urządzeń wchodzących w jej skład i wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii elektrycznej w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej, o którym mowa w art. 2 pkt 11a lit. c ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, oraz że stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji będzie nie mniejszy niż 5256 MWh/MW/rok.”	Projektowane zmiany będą miały istotny wpływ na rozwój sektora magazynowania energii, co sprzyja stałemu rozwojowi tej technologii w efekcie czego spodziewać się należy wzrostu efektywności magazynów energii. W szerszej perspektywie rozwój tej technologii ma wpływ nie tylko na duże instalacje odnawialnego źródła energii. Zakłada się, iż tańsza i bardziej efektywna technologia magazynowania energii to szansa na zwiększenie poziomu autokonsumpcji energii odnawialnej.
	Art. 1 pkt 71 lit. a W art. 73 w ust. 2 w pkt 2 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 3 w brzmieniu: „3)stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej jest nie mniejszy niż 5256 MWh/MW/rok – w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii.”	Zmiany porządkujące w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.
	Art. 1 pkt 71 lit. b W art. 73 ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Prezes URE przeprowadza odrębne aukcje na sprzedaż energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 72 ust. 1: 1)pkt 1; 2)pkt 2 i 3.”	
	Art. 1 pkt 71 lit. c W art. 73 uchyla się ust. 3b	

	Art. 1 pkt 71 lit. d W art. 73 w ust. 5 skreśla się wyrazy „albo w przepisach wydanych na podstawie ust. 7”	
	Art. 1 pkt 71 lit. e W art. 73 uchyla się ust. 7	
	Art. 1 pkt 72 lit. a W art. 74 w ust. 1 w części wspólnej po wyrazach „bezpośrednio poprzedzających dzień wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej instalacji odnawialnego źródła energii” dodaje się wyrazy „lub dzień wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej instalacji odnawialnego źródła energii po zakończeniu jej modernizacji”	Celem zaproponowanych w projekcie zmian jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii.
	Art. 1 pkt 72 lit. b W art. 74 ust. 2 i 2a otrzymują brzmienie: „2.Energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii wytworzona w zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii może zostać sprzedana w drodze aukcji wyłącznie w przypadku, gdy: 1)w okresie wskazanym w ofercie tej instalacji nie przysługuje świadectwo pochodzenia albo nie przysługuje obowiązek zakupu energii, o którym mowa w art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1, albo nie przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 70a ust. 3, art. 70c ust. 6, art. 70g ust. 2, art. 83e ust. 1 lub art. 92 ust. 5; 2)poniesione i udokumentowane nakłady na modernizację tej instalacji wyniosły: a)nie mniej niż 25%, ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii albo b)więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii; 3)do wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji wykorzystuje się: a)wyłącznie biogaz rolniczy albo b)wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo c)wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo d)wyłącznie biogaz inny niż określony w lit. a–c, albo e)wyłącznie hydroenergię i jej łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 5 MW, albo f)biomasę i instalacja ta jest dedykowaną instalacją spalania biomasy albo dedykowaną instalacją spalania wielopaliwowego, albo układem hybrydowym, albo g)odpady, o których mowa w art. 2 pkt 14, i instalacja ta jest instalacją termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji; 4) w wyniku modernizacji, o której mowa w art. 2 pkt 19a lit. a i b, nastąpił przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. 2a. Do kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii zalicza się koszty:	

	1) opracowania dokumentacji niezbędnej do uzyskania pozwoleń i decyzji bezpośrednio związanych z wybudowaniem instalacji odnawialnego źródła energii; 2)zakupu lub wytworzenia instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń niezbędnych do jej prawidłowego uruchomienia lub eksploatacji, a także robót budowlano-montażowych bezpośrednio związanych z realizacją inwestycji w zakresie tej instalacji oraz urządzeń; 3)dostawy instalacji odnawialnego źródła energii lub urządzeń i elementów wchodzących w jej skład lub urządzeń niezbędnych do jej uruchomienia lub eksploatacji; 4) sprawdzenia i uruchomienia instalacji odnawialnego źródła energii; 5) szkolenia personelu lub instruktażu, pod warunkiem że te koszty są ujęte w wartości początkowej zakupionych lub wytworzonych wartości niematerialnych i prawnych w ewidencji środków trwałych lub wartości niematerialnych i prawnych wytwórcy energii; 6) zakupu wartości niematerialnych i prawnych bezpośrednio związanych z instalacją odnawialnego źródła energii.”	
	Art. 1 pkt 72 lit. c W art. 74 po ust. 2a dodaje się ust. 2b–2f w brzmieniu: „2b. Wartość kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, wyrażoną w złotych na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej, ustala się na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1, albo na dzień złożenia oferty, o której mowa w art. 79 ust. 3. 2c. Wartość poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji nie może być większa niż maksymalna wartość kosztów kwalifikowanych określona w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie ust. 9. 2d. Udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii oblicza się według wzoru: Wkps = Wnm / (Wkr * Mze) *100%, gdzie poszczególne symbole oznaczają: Wkps – wyrażony w procentach udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, Wnm – wartość poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii, w kwocie netto, wyrażoną w złotych, Wkr – wartość kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, wyrażoną w złotych na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej, Mze – moc zainstalowaną elektryczną zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii. 2e. Dla instalacji, o których mowa w ust. 2 pkt 2 lit. a, cena sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii jest równa cenie, o której mowa w art. 79 ust. 3 pkt 3, za jaką uczestnik aukcji zobowiązuje się sprzedać tę energię w ramach systemu aukcyjnego. 2f. Dla instalacji, o których mowa w ust. 2 pkt 2 lit. b, cena sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii jest równa iloczynowi ceny, o której mowa w art. 79 ust. 3 pkt 3, za jaką uczestnik aukcji	

	zobowiązuje się sprzedać tę energię w ramach systemu aukcyjnego, oraz udziału obliczonego zgodnie z ust. 2d i jest wyrażana w złotych za 1 MWh.”,	
	Art. 1 pkt 72 lit. d W art. 74 w ust. 3: –wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „W przypadku rozpoczęcia albo zakończenia modernizacji instalacji, której wytwórcy przysługuje:”, –w pkt 1 skreśla się wyrazy „lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego”, –pkt 3 otrzymuje brzmienie: „3)obowiązek zakupu energii, o którym mowa w art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1, przez sprzedawcę zobowiązanego”	Celem zaproponowanych w projekcie zmian jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii.
	Art. 1 pkt 72 lit. e W art. 74 uchyla się ust. 6,	Zmiany o charakterze porządkowym.
	Art. 1 pkt 72 lit. f W art. 74 w ust. 7: –pkt 1 i 2 otrzymują brzmienie: „1)na dzień złożenia wniosku: a)instalacji nie przysługuje świadectwo pochodzenia albo nie przysługuje obowiązek zakupu energii, o którym mowa w art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1, albo nie przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 70a ust. 3, art. 70c ust. 6, art. 70g ust. 2, art. 83e ust. 1 lub art. 92 ust. 5, albo b)do rozpoczęcia okresu, w którym instalacja spełniałaby warunek, o którym mowa w lit. a, pozostało mniej niż 24 miesiące; 2)zmodernizowana instalacja będzie spełniać warunki określone w ust. 2 pkt 2 lit. a albo b, pkt 3 i 4;”, –uchyla się pkt 3, –pkt 4 i 5 otrzymują brzmienie: „4)rozpoczęcie modernizacji instalacji nastąpi po dniu zamknięcia sesji aukcji; 5)wytwarzanie energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii po zakończeniu modernizacji tej instalacji rozpocznie się nie wcześniej niż w dniu, w którym instalacja będzie spełniała warunek określony w pkt 1 lit. a.”	Celem zaproponowanych w projekcie zmian jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii.
	Art. 1 pkt 72 lit. g W art. 74 ust. 9 otrzymuje brzmienie: „9. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy katalog kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji oraz maksymalną wartość kosztów kwalifikowanych w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii, z podziałem na rodzaje instalacji odnawialnego źródła energii o mocy określonej w art. 77 ust. 5, wykorzystujące do wytwarzania energii: 1)wyłącznie biogaz rolniczy albo 2)wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo	

	3)wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo 4)wyłącznie biogaz inny niż określony w lit. a–c, albo 5)wyłącznie hydroenergię i jej łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 5 MW, albo 6)biomasę i instalacja ta jest dedykowaną instalacją spalania biomasy albo dedykowaną instalacją spalania wielopaliwowego albo układem hybrydowym, albo 7)odpady, o których mowa w art. 2 pkt 14, i instalacja ta jest instalacją termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji - biorąc pod uwagę istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii, nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu tej instalacji i jej budowy wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną oraz założenia dotyczące technicznych warunków pracy tej instalacji, w tym sprawności wytwarzania energii elektrycznej.”	
	Art. 1 pkt 73 lit. a W art. 75 po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu: „1a. Przepis ust. 1 do wytwórców energii elektrycznej wykorzystujących do wytworzenia energii elektrycznej biomasę stosuje się w przypadkach, o których mowa w art. 129 ust. 4.”	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 73 lit. b W art. 75 w ust. 4 dodaje się pkt 5 w brzmieniu: „5)w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii – oświadczenie wytwórcy lub osoby upoważnionej do jego reprezentowania, że hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii będzie spełniała wymóg udziału energii pochodzącej z urządzeń wchodzących w jej skład i wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii elektrycznej w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej, o którym mowa w art. 2 pkt 11a lit. c ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, oraz że stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji będzie nie mniejszy niż 5256 MWh/MW/rok.”	Projektowane zmiany będą miały istotny wpływ na rozwój sektora magazynowania energii, co sprzyja stałemu rozwojowi tej technologii w efekcie czego spodziewać się należy wzrostu efektywności magazynów energii. W szerszej perspektywie rozwój tej technologii ma wpływ nie tylko na duże instalacje odnawialnego źródła energii. Zakłada się, iż tańsza i bardziej efektywna technologia magazynowania energii to szansa na zwiększenie poziomu autokonsumpcji energii odnawialnej.
	Art. 1 pkt 73 lit. c W art. 75 w ust. 5 pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie do sieci przesyłowych lub dystrybucyjnych instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2 i 3;”	Zmiana o charakterze porządkowym.
	Art. 1 pkt 73 lit. d W art. 75 po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu:	

	„5a. Wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji składa się nie później niż 14 dni przed dniem rozpoczęcia sesji aukcji, której dotyczy.”	
	Art. 1 pkt 74 lit. a W art. 76 w ust. 1 po wyrazie „złożenia” dodaje się wyraz „kompletnego”	
	Art. 1 pkt 74 lit. b W art. 76 po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu: „3a. Wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, do którego nie dołączono dokumentów, o których mowa w art. 75 ust. 5 pkt 1 lub 2, lub złożony w terminie krótszym niż określony w art. 75 ust. 5a, pozostawia się bez rozpoznania.”	Zmiana o charakterze porządkowym.
	Art. 1 pkt 75 lit. a W art. 77 w ust. 1 po wyrazach „w odniesieniu do energii wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii,” dodaje się wyrazy „z wyłączeniem instalacji, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a,”	Celem zaproponowanych w projekcie zmian jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii, które zakończyły udział w przewidzianych dla nich systemów wsparcia, a stosowana w nich technologia wiąże się z kosztami operacyjnymi przewyższającymi przychody rynkowe z prowadzonej działalności
	Art. 1 pkt 75 lit. b W art. 75 po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: „2a. Okres, w którym przysługuje obowiązek zakupu, o którym mowa w art. 92 ust. 1, oraz okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 92 ust. 5, w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a, przysługujące wytwórcom, którzy wygrali aukcję, liczy się od pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji i wynosi on maksymalnie: 1)5 lat – w przypadku poniesienia i udokumentowania nakładów inwestycyjnych modernizacji nie mniejszych niż 25%, ale nie większych niż 33% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, 2)6 lat – w przypadku poniesienia i udokumentowania nakładów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, 3)7 lat – w przypadku poniesienia i udokumentowania nakładów inwestycyjnych modernizacji większych niż 40%, ale nie większych niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii – nie dłużej jednak niż do dnia 31 grudnia 2045 r.”	
	Art. 1 pkt 75 lit. c W art. 77 ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia: 1) maksymalną cenę w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, zwaną dalej „ceną referencyjną”, wytworzoną w instalacjach, o których mowa w ust. 5 pkt 1–22; 2)okres, w którym przysługuje obowiązek zakupu, o którym mowa wart. 92 ust. 1, oraz okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, zgodnie z art. 92 ust. 5, w odniesieniu do energii	Celem zaproponowanych w projekcie zmian jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii, które zakończyły udział w przewidzianych dla nich systemów wsparcia, a stosowana w nich technologia wiąże się z kosztami operacyjnymi przewyższającymi przychody rynkowe z prowadzonej działalności

	elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem instalacji, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a, przysługujące wytwórcom, o których mowa w art. 72 ust. 1, obowiązujący wytwórców, którzy wygrają aukcję; 3)referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii złożonych z instalacji, o których mowa w ust. 5 pkt 1–22, wyrażony w MWh w odniesieniu do 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej, wytworzonej w ciągu roku dla danego typu instalacji.”	
	Art. 1 pkt 75 lit. d W art. 77 w ust. 4 – w pkt 3 po wyrazach „na pokrycie strat powstających przed wprowadzeniem energii elektrycznej” skreśla się wyrazy „lub biogazu rolniczego”, – w pkt 6 po wyrazach „energii elektrycznej” skreśla się wyrazy „lub biogazu rolniczego”,	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 75 lit. e W art. 77 w ust. 5 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „Cenę referencyjną określa się w przepisach wydanych na podstawie ust. 3 albo oblicza się zgodnie z ust. 5a dla instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 72 ust. 1:”	Zmiany porządkujące w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.
	Art. 1 pkt 75 lit. f W art. 77 po ust. 5 dodaje się ust. 5a i 5b w brzmieniu: „5a. W przypadku hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii cena referencyjna jest obliczana według wzoru: $$C_{refH} = \frac{\sum_{i=1}^{n} C_i * I_i * P_i}{\sum_{i=1}^{n} I_i * P_i},$$ gdzie poszczególne symbole oznaczają: C_{refH} – cenę referencyjną hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, wyrażoną w zł na MWh, C_i – cenę referencyjną właściwą dla i-tej instalacji wchodzącej w skład hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, wyrażoną w zł na MWh, I_i – referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej właściwy dla i-tej instalacji wchodzącej w skład hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii , wyrażony w MWh na rok, P_i – moc zainstalowaną i-tej instalacji wchodzącej w skład hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, wyrażoną w MW.	Celem zaproponowanych w projekcie zmian jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii.

	5b. Cenę referencyjną obliczoną dla hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii stosuje się w przypadku, gdy stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji jest nie mniejszy niż 5256 MWh/MW/rok.”	
	Art. 1 pkt 75 lit. g W art. 77 uchyla się ust. 6 i 7	
	Art. 1 pkt 76 lit. a W art. 79 w ust. 3: –w pkt 2 przed wyrazami „rodzaj i moc” dodaje się wyrazy „lokalizację,”, –w pkt 3 po wyrazach „w ofercie” dodaje się wyrazy „ , albo cenę, która będzie stanowiła podstawę wyliczenia ceny sprzedaży dla instalacji, o której mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b”, –w pkt 4 po wyrazie „wskazanie” dodaje się wyrazy „ , że energia będzie sprzedawana do wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a, albo”, –po pkt 5a dodaje się pkt 5b i 5c w brzmieniu: „5b)w przypadku wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii, oświadczenie o udziale planowanych do poniesienia nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 74 ust. 2d; 5c) oświadczenie, że w okresie korzystania z aukcyjnego systemu wsparcia dla tej instalacji wytwórca nie będzie otrzymywać wynagrodzenia z tytułu uczestnictwa w rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, lub korzystać ze wsparcia udzielanego na podstawie ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, lub korzystać z rozliczeń, o których mowa w art. 4 ust. 1 lub w art. 38c ust. 3;”, –w pkt 8 w lit. a wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 42 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, która powstanie lub w odniesieniu do której rozpoczęcie modernizacji nastąpi po dniu zamknięcia sesji aukcji, o której mowa w art. 73 ust. 2, a w przypadku energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie:”, – w pkt 9 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 10 w brzmieniu: „10)w przypadku wytwórców, o których mowa w art. 72 ust. 1, wytwarzających energię elektryczną w hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii – oświadczenie, że hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii będzie spełniała wymóg udziału energii pochodzącej z urządzeń wchodzących w jej skład i wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii elektrycznej w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej, o którym mowa w art. 2 pkt 11a lit. c ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, oraz że stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji będzie nie mniejszy niż 5256 MWh/MW/rok.”	
	Art. 1 pkt 76 lit. b W art. 79 w ust. 10 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:	

	„Jednokrotna aktualizacja oferty, o której mowa w ust. 9, następuje przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia wytwórcy zawierającego informacje, o których mowa w tym przepisie, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem:”	
	Art. 1 pkt 76 lit. c W art. 79 ust. 11 otrzymuje brzmienie: „11. W przypadku gdy aktualizacja oferty, o której mowa w ust. 9, nie spełnia warunków określonych w tym przepisie lub została złożona po terminie, o którym mowa w ust. 10, oferta nie podlega aktualizacji.”	
	Art. 1 pkt 76 lit. d W art. 79 po ust. 11 dodaje się ust. 11a w brzmieniu: „11a. Dopuszczalne jest dokonywanie wielokrotnej aktualizacji oferty wytwórcy energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW zlokalizowanej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej, która wygrała aukcję, wyłącznie w zakresie wskazania, że energia będzie sprzedawana do wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a, albo do sprzedawcy zobowiązanego, ze skutkiem na koniec kwartału następującego po kwartale, w którym złożono aktualizację oferty. Aktualizacja oferty następuje przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia wytwórcy zawierającego wskazanie, że energia będzie sprzedawana do wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a, albo do sprzedawcy zobowiązanego, na którego obszarze działania będzie zlokalizowana ta instalacja.”	
	Art. 1 pkt 76 lit. e W art. 79 w ust. 12 po wyrazach „o dokonaniu aktualizacji oferty zgodnie z ust. 9 i 10” dodaje się wyrazy „lub ust. 11a”	
	Art. 1 pkt 77 W art. 79a w ust. 2 pkt 5 otrzymuje brzmienie: „5) zaktualizowany harmonogram rzeczowo-finansowy, o którym mowa w art. 75 ust. 5 pkt 6;”	
	Art. 1 pkt 78 lit. a W art. 81 ust. 4 otrzymuje brzmienie: „4. Kaucja lub gwarancja, o których mowa w art. 78 ust. 3, podlegają zwrotowi w terminie: 1)90 dni od dnia wypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8; 2)30 dni od dnia rozstrzygnięcia aukcji – w przypadku wytwórcy, którego oferta nie wygrała aukcji.”	
	Art. 1 pkt 78 lit. b W art. 81 ust. 4a otrzymuje brzmienie: „4a. W przypadku niewypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, z uwzględnieniem przedłużenia terminu, o którym mowa w art. 79a ust. 1, kaucja, o której mowa w art. 78 ust. 3 i 4, podlega przepadkowi na rzecz Prezesa URE lub Prezes URE realizuje gwarancję bankową, o której mowa w art. 78 ust. 3 i 4.”	
	Art. 1 pkt 78 lit. c W art. 81 w ust. 5 wyraz „zamknięciu” zastępuje się wyrazem „rozstrzygnięciu”	Zmiana o charakterze porządkowym.

	Art. 1 pkt 78 lit. d W art. 81 w ust. 7 wyraz „zamknięcia” zastępuje się wyrazem „rozstrzygnięcia”	
	Art. 1 pkt 79 W art. 82 po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu: „1a. Przepisu ust. 1 nie stosuje się do wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, który korzysta z możliwości sprzedaży wytwarzanej energii do wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a.”	Celem zaproponowanych w projekcie zmian jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii, które zakończyły udział w przewidzianych dla nich systemów wsparcia, a stosowana w nich technologia wiąże się z kosztami operacyjnymi przewyższającymi przychody rynkowe z prowadzonej działalności
	Art. 1 pkt 80 lit. a W art. 83 w ust. 1: –uchyla się pkt 3, –pkt 4 otrzymuje brzmienie: „4)w przypadku instalacji zmodernizowanych, w terminie 60 dni od dnia zakończenia tej modernizacji: a) oświadczenie o zakończeniu modernizacji, złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, o następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że modernizacja instalacji odnawialnego źródła energii, w której będzie wytwarzana energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, została zakończona oraz spełnia wymagania, o których mowa w art. 74 ust. 2 i ust. 7 pkt 4 i 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, b) oświadczenie o upływie terminu do zgłoszenia przez organ nadzoru budowlanego sprzeciwu do zawiadomienia o zakończeniu budowy albo zaświadczenie organu nadzoru budowlanego o braku podstaw do wniesienia takiego sprzeciwu, albo kopię pozwolenia na użytkowanie zmodernizowanej instalacji, jeżeli jego uzyskanie jest wymagane przepisami ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, albo kopię decyzji zezwalającej na eksploatację urządzenia technicznego, jeżeli jej uzyskanie jest wymagane przepisami ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym, w zależności od tego, który z tych przypadków wyznaczył datę zakończenia modernizacji, c) opinię jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji stwierdzającą udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 74 ust. 2d, wraz z oświadczeniem, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 5b, zaktualizowanym w oparciu o tę opinię.”	
	Art. 1 pkt 80 lit. b W art. 83 ust. 1a otrzymuje brzmienie: „1a. Wytwórca przekazuje operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, a w przypadku wytwórcy energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, który zadeklarował sprzedaż energii elektrycznej sprzedawcy zobowiązanemu – także temu sprzedawcy, informację, o której mowa w ust. 1 pkt 2, oraz dokumenty, o których mowa w ust. 1 pkt 4 lit. b i c, w terminach określonych w tych przepisach.”	Celem zaproponowanych w projekcie zmian jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii, które zakończyły udział w przewidzianych dla nich systemów wsparcia, a stosowana w nich technologia wiąże się z kosztami operacyjnymi przewyższającymi przychody rynkowe z prowadzonej działalności

	Art. 1 pkt 80 lit. c W art. 83 ust. 3a otrzymuje brzmienie: „3a. W przypadku gdy wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, którego oferta wygrała aukcję przeprowadzoną na podstawie art. 73 ust. 3a pkt 5: 1)nie uzyskał stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej w tej instalacji określonego w art. 77 ust. 5b, obliczonego jako średnia arytmetyczna dla następujących po sobie okresów trzech pełnych lat kalendarzowych – zwraca operatorowi rozliczeń, o którym mowa w art. 106, wraz z odsetkami, pomoc publiczną uzyskaną w odniesieniu do energii elektrycznej sprzedanej w roku, w którym wymagany stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej nie został osiągnięty, przy czym w przypadku gdy okres, w którym przysługuje wsparcie, jest krótszy niż trzy lata kalendarzowe, weryfikacja stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej jest przeprowadzana dla tego okresu; 2)nie spełnił warunków określonych w art. 2 pkt 11a – zwraca operatorowi rozliczeń, o którym mowa w art. 106, wraz z odsetkami, pomoc publiczną uzyskaną w odniesieniu do energii elektrycznej sprzedanej w roku, w którym nie spełnił tych warunków.”	Celem zaproponowanych w projekcie zmian jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii, które zakończyły udział w przewidzianych dla nich systemów wsparcia, a stosowana w nich technologia wiąże się z kosztami operacyjnymi przewyższającymi przychody rynkowe z prowadzonej działalności.
	Art. 1 pkt 80 lit. d W art. 83 w ust. 3b w pkt 10 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 11 w brzmieniu: „11) wykorzystania części lub całości wytworzonego biogazu lub biogazu rolniczego do wytworzenia biometanu z uwzględnieniem sposobu przeliczania ilości wytworzonego biogazu, biogazu rolniczego i biometanu na ilość energii wyrażoną w MWh, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 62.”	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 80 lit. e W art. 83 dodaje się ust. 5 i 6 w brzmieniu: „5. Zobowiązanie, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d, z uwzględnieniem postanowienia wydanego na podstawie art. 70ba ust. 1, albo o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, z uwzględnieniem postanowienia wydanego na podstawie art. 79a ust. 1, uznaje się za spełnione, w przypadku, gdy wytwórca, w terminie realizacji tego zobowiązania, uzyskał koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii albo został wpisany do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, albo został wpisany do rejestru wytwórców biogazu i przekazał Prezesowi URE oraz operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, informację o dniu wytworzenia oraz wprowadzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii do sieci, potwierdzoną przez	Celem niniejszego fragmentu jest dopasowanie wymagań i obowiązków wytwórcy energii elektrycznej z instalacji OZE o mocy większej niż 1 MW który może przystąpić do aukcji w ramach systemu wsparcia operacyjnego względem zmian.

	operatora sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub operatora sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a instalacja odnawialnego źródła energii tego wytwórcy pozostawała w gotowości do wytwarzania energii, jednak w wymaganym terminie nie doszło do sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej w następstwie: 1)obowiązywania regulacji prawa powszechnie obowiązującego; 2)konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej; 3)wystąpienia awarii w systemie elektroenergetycznym, w tym awarii przyłącza lub sieci elektroenergetycznej; 4)działania siły wyższej, rozumianej jako zdarzenie lub seria zdarzeń, niezależnych od wytwórcy, których nie mógł on uniknąć lub przezwyciężyć, do których zalicza się: a)klęska żywiołowa, w tym katastrofa naturalna w rozumieniu ustawy z dnia 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (Dz. U. z 2017 r. poz. 1897), b)wojna, działania wojenne, akty terroryzmu, zamieszki, awaria elektrowni jądrowej; 5)wystąpienia awarii technicznej instalacji odnawialnego źródła energii, rozumianej jako gwałtowne, nieprzewidziane i niezależne od wytwórcy uszkodzenie lub zniszczenie tej instalacji lub zniszczenie obiektów budowlanych, lub urządzeń warunkujących pracę tej instalacji. 6.W przypadku gdy z opinii, o której mowa w ust. 1 pkt 4 lit. c, wynika że udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 74 ust. 2d, jest inny niż wskazany w oświadczeniu, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 5b, i jego uwzględnienie powodowałoby zmianę okresu wsparcia, o którym mowa w art. 77 ust. 1 albo 2a, prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, nie przysługuje.”	
	Art. 1 pkt 81 W art. 83a w ust. 1, 3 i 5 po wyrazach „w art. 92 ust. 1 i 5” dodaje się wyrazy „lub w art. 83e ust. 1”	Zmiany porządkujące w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.
	Art. 1 pkt 82 Po art. 83a dodaje się art. 83b –83k w brzmieniu: „Art. 83b. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej, dla której upłynął okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5 lub w art. 77 ust. 1, może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne. 2. Wytwórca, o którym mowa w ust. 1, który zamierza przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne, składa do Prezesa URE, co najmniej na 14 dni przed dniem rozpoczęcia sesji aukcji, do której planuje przystąpić: 1)deklarację o przystąpieniu do aukcji na wsparcie operacyjne albo 2)oświadczenie, że warunki techniczne wytwarzania energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie uległy zmianie w stosunku do informacji zawartych w deklaracji, o której mowa w pkt 1. 3. Wytwórca, o którym mowa w ust. 1, może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne: 1)w roku, w którym Prezes URE wydał potwierdzenie przyjęcia deklaracji, o którym mowa w art. 71 ust. 4, oraz	Celem niniejszego fragmentu jest: a) w zakresie zmian od art. 83b do art. 83k – dopasowanie wymagań i obowiązków wytwórcy energii elektrycznej z instalacji OZE o mocy większej niż 1 MW który może przystąpić do aukcji w ramach systemu wsparcia operacyjnego względem zmian; b) w zakresie zmian od art. 83l do 83s, dot. treści wprowadzonego rozdziału 4a. Mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii – wprowadzenie szczegółowych przepisów regulujących zasady ubiegania się oraz otrzymywania wsparcia w zakresie możliwości rozliczenia ujemnego salda przez wytwórcę biometanu

	2)przez okres kolejnych 9 lat od dnia wydania potwierdzenia, o którym mowa w pkt 1, pod warunkiem złożenia oświadczenia, o którym mowa w ust. 2 pkt 2. 4. Do deklaracji o przystąpieniu do aukcji na wsparcie operacyjne stosuje się przepisy art. 71 ust. 2a–4 i 6. Art. 83c. 1. Energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii wytworzona oddzielnie w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 83d ust. 5, może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne przez wytwórców, którzy złożyli: 1)deklarację o przystąpieniu do aukcji na wsparcie operacyjne w terminie do dnia 31 grudnia 2033 r. oraz uzyskali potwierdzenie, o którym mowa w art. 71 ust. 4, lub 2)oświadczenie, o którym mowa w art. 83b ust. 2 pkt 2, w terminie do dnia 31 grudnia 2033 r. 2. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w tym roku kalendarzowym przez wytwórców określonych w ust. 1. 3. Wydając rozporządzenie, o którym mowa w ust. 2, Rada Ministrów bierze pod uwagę: 1)politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział energii i paliw wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie; 2)bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jak również zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych; 3)potrzebę ochrony środowiska naturalnego, w tym zmniejszenia zanieczyszczenia azotem pochodzenia rolniczego, a także redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu; 4)potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi; 5)cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy; 6)potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych. Art. 83d. 1. Prezes URE ogłasza, organizuje i przeprowadza aukcje na wsparcie operacyjne, nie rzadziej niż raz w roku, do dnia 31 grudnia 2033 r. 2. Energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1, za cenę w złotych za 1 MWh nie wyższą niż określona w przepisach wydanych na podstawie art. 83g ust. 1, zwaną dalej „referencyjną ceną operacyjną”. 3. Przedmiotem aukcji na wsparcie operacyjne jest sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii i wprowadzonej do sieci przez wytwórców, o których mowa w art. 83c ust. 1, pod warunkiem że: 1)do jej wytworzenia nie wykorzystano: a)drewna innego niż drewno energetyczne oraz zbóż pełnowartościowych -w przypadku: –instalacji odnawialnego źródła energii, innej niż mikroinstalacja i mała instalacja, wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz inny niż biogaz rolniczy, –instalacji odnawialnego źródła energii, innej niż mikroinstalacja i mała instalacja, wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy,	

	–dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biogaz lub biogaz rolniczy, –instalacji termicznego przekształcania odpadów, b)drewna innego niż drewno energetyczne – w przypadku dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biopłyny, c)paliw kopalnych lub paliw powstałych z ich przetworzenia – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy, d)biomasy zanieczyszczonej w celu zwiększenia jej wartości opałowej – w przypadku dedykowanej instalacji spalania biomasy, a także hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego, oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy, e)substratów innych niż wymienione w art. 2 pkt 2 – w przypadku wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, f)substratów innych niż wymienione w art. 2 pkt 4 – w przypadku wytwarzania energii elektrycznej z biopłynów, g)biopłynów, które nie spełniają kryteriów zrównoważonego rozwoju określonych w przepisach ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych; 2)zostanie dochowany wymóg udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznej masie biomasy określony w art. 60a ust. 2 lub w przepisach wydanych na podstawie art. 60a ust. 3 – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 60a ust. 2. 4. Prezes URE przeprowadza aukcje na wsparcie operacyjne odrębnie od aukcji dla instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 72. 5. Aukcje na wsparcie operacyjne dla wytwórców, o których mowa w art. 83b ust. 1, przeprowadza się odrębnie na sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 83g ust. 3: 1)pkt 12 i 13; 2) pkt 14–23; 3) pkt 25. 6. Prezes URE przeprowadza aukcje na wsparcie operacyjne, uwzględniając podział określony w ust. 5, dla ilości i wartości energii elektrycznej, określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 83c ust. 2, biorąc pod uwagę cel w zakresie odnawialnych źródeł energii i istniejący potencjał w zakresie krajowych zasobów energii elektrycznej zgłoszony w deklaracjach o przystąpieniu do aukcji na wsparcie operacyjne oraz objęty wydanymi potwierdzeniami, o których mowa w art. 71 ust. 4. 7. W aukcji na wsparcie operacyjne przeprowadzanej przez Prezesa URE mogą wziąć udział wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej. Przepisy art. 73 ust. 9–12 stosuje się odpowiednio.	

	Art. 83e. 1. Wytwórcy, o którym mowa w art. 83b ust. 1, który wygrał aukcję na wsparcie operacyjne, przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2034 r. 2. Okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z ust. 1, w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, przysługujący wytwórcom, którzy wygrali aukcję na wsparcie operacyjne, wynosi rok, licząc od pierwszego dnia roku następującego po roku, w którym nastąpiło zamknięcie sesji tej aukcji. 3. W przypadku niewypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 83h ust. 3 pkt 5, przepisu ust. 1 nie stosuje się w całym okresie, o którym mowa w ust. 2, oraz w roku kalendarzowym następującym po tym okresie. Art. 83f. Rozliczenie przez wytwórcę, który wygrał aukcję na wsparcie operacyjne, obowiązku sprzedaży w ramach tej aukcji, energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 83d ust. 5, w ilości określonej przez niego w ofercie, następuje po zakończeniu roku kalendarzowego, w którym przysługiwało wsparcie, w oparciu o ilość energii elektrycznej sprzedanej w ramach aukcji na wsparcie operacyjne określonej w sprawozdaniach miesięcznych składanych zgodnie z art. 93 ust. 2 pkt 3. Art. 83g. 1. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, w terminie do dnia 30 września każdego roku, referencyjną cenę operacyjną, mając na uwadze: 1)istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii; 2)założenia dotyczące technicznych warunków pracy instalacji odnawialnego źródła energii, w tym sprawności wytwarzania energii elektrycznej lub biogazu rolniczego, współczynniki wykorzystania dostępnej mocy elektrycznej, współczynniki zużycia wytworzonej energii elektrycznej i biogazu rolniczego na pokrycie potrzeb własnych oraz na pokrycie strat powstających przed wprowadzeniem energii elektrycznej do sieci; 3)koszty operacyjne, ponoszone w okresie eksploatacji, w którym instalacja odnawialnego źródła energii podlega mechanizmom i instrumentom wsparcia; 4)przewidywane kształtowanie się cen biomasy i innych paliw; 5)wpływ instalacji odnawialnego źródła energii na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu; 6)zrównoważone zagospodarowanie zasobów wodnych; 7)cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy; 8)oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych. 2. Wydając rozporządzenie na podstawie ust. 1, minister właściwy do spraw klimatu uwzględnia również następujące koszty bezpośrednio związane z wytwarzaniem energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii: 1)paliw lub substratów i inne koszty zmienne;	

	2)materiałów i usług związanych z eksploatacją, serwisem oraz remontami instalacji odnawialnego źródła energii; 3)osobowe; 4)nadzoru, w tym nadzoru biologiczno-technologicznego, i usług niezbędnych do funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii; 5)opłat lokalnych i podatków; 6)korzystania z nieruchomości; 7)ubezpieczeń; 8)zakupu energii na potrzeby własne; 9)monitoringu środowiskowego; 10)związane z zagospodarowaniem pozostałości po procesie wytwórczym, w formie stałej lub płynnej. 3. Referencyjną cenę operacyjną minister właściwy do spraw klimatu określa odrębnie dla następujących instalacji odnawialnego źródła energii: 1)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej; 2)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji; 3)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej; 4)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji; 5)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej; 6)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji; 7)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 1, 3 i 5 do wytwarzania energii elektrycznej; 8)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 2, 4 i 6 do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji; 9)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej; 10)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej; 11)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji; 12)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej;	

	13)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji; 14)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej; 15)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji; 16)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej; 17)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji; 18)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 12, 14 i 16 do wytwarzania energii elektrycznej; 19)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 13, 15 i 17 do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji; 20)dedykowanych instalacji spalania biomasy lub układów hybrydowych; 21)dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego; 22)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 MW, w instalacji termicznego przekształcania odpadów, w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub w układach hybrydowych, w wysokosprawnej kogeneracji; 23)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 MW, w instalacji termicznego przekształcania odpadów, w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych, w wysokosprawnej kogeneracji; 24)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej; 25)o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW i nie większej niż 5 MW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej. 4. Minister właściwy do spraw klimatu, w terminie do dnia 31 sierpnia każdego roku, przeprowadza analizę kosztów wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w ust. 3. Art. 83h. 1. Wytwórca będący uczestnikiem aukcji na wsparcie operacyjne, od godziny otwarcia do godziny zamknięcia sesji aukcji na wsparcie operacyjne, przekazuje ofertę za pomocą formularza zamieszczonego na internetowej platformie aukcyjnej, o której mowa w art. 78 ust. 6. 2. Uczestnik aukcji na wsparcie operacyjne w trakcie sesji aukcji składa jedną ofertę dla energii elektrycznej, która będzie wytwarzana w danej instalacji w kolejnym roku kalendarzowym. 3. Oferta złożona przez uczestnika aukcji na wsparcie operacyjne zawiera w szczególności: 1)nazwę i adres siedziby uczestnika tej aukcji;	

	2)lokalizację, rodzaj i moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, w której będzie wytwarzana energia elektryczna przez uczestnika aukcji na wsparcie operacyjne; 3)ilość energii elektrycznej wyrażoną w MWh i cenę, wyrażoną w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, za jaką uczestnik aukcji na wsparcie operacyjne zobowiązuje się sprzedać w kolejnym roku kalendarzowym tę energię w ramach aukcji na wsparcie operacyjne; 4)miejsce przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej, określone w warunkach przyłączenia albo w umowie o przyłączenie; 5)zobowiązanie się uczestnika aukcji na wsparcie operacyjne do rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii w terminie 30 dni od pierwszego dnia roku kalendarzowego następującego po roku, w którym nastąpiło zamknięcie sesji aukcji, do ostatniego dnia tego roku; 6)oświadczenie, że w okresie korzystania ze wsparcia operacyjnego dla instalacji odnawialnego źródła energii wytwórca nie będzie otrzymywać wynagrodzenia z tytułu uczestnictwa w rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, lub korzystać ze wsparcia udzielanego na podstawie ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, lub korzystać z rozliczeń, o których mowa w art. 4 ust. 1 lub w art. 38c ust. 3, oraz 7)oświadczenie, złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, o następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że: 1)do wytworzenia energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie będą wykorzystywane: a)drewno inne niż drewno energetyczne oraz zboża pełnowartościowe – w przypadku: – instalacji odnawialnego źródła energii, innej niż mikroinstalacja i mała instalacja, wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz inny niż biogaz rolniczy, instalacji odnawialnego źródła energii, innej niż mikroinstalacja i mała instalacja, wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy, –dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biogaz lub biogaz rolniczy, –instalacji termicznego przekształcania odpadów, b)drewno inne niż drewno energetyczne – w przypadku dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biopłyny, c)paliwa kopalne lub paliwa powstałe z ich przetworzenia – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy, d)biomasa zanieczyszczona w celu zwiększenia jej wartości opałowej – w przypadku dedykowanej instalacji spalania biomasy, a także hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy, e)substraty inne niż wymienione w art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii – w przypadku wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego,	

	f)substraty inne niż wymienione w art. 2 pkt 4 ustawy wymienionej w lit. e – w przypadku wytwarzania energii elektrycznej z biopłynów, g)biopłyny, które nie spełniają kryteriów zrównoważonego rozwoju określonych w przepisach ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych; 2zostanie dochowany wymóg udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznej masie biomasy określony w art. 60a ust. 2 lub w przepisach wydanych na podstawie art. 60a ust. 3 ustawy wymienionej w pkt 1 lit. e – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 60a ust. 1 tej ustawy; 3)przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 lit. a–c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu; 4)na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zwrotu pomocy publicznej, wynikający z decyzji Komisji Europejskiej uznającej taką pomoc za niezgodną z prawem oraz z rynkiem wewnętrznym.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń. 4. Oferty opatruje się, pod rygorem nieważności, kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym albo podpisem osobistym. 5. Aukcja na wsparcie operacyjne odbywa się w jednej sesji aukcji. 6. Oferta każdego uczestnika aukcji na wsparcie operacyjne jest niedostępna dla pozostałych uczestników tej aukcji. 7. Na godzinę przed zamknięciem sesji aukcji na wsparcie operacyjne oferty nie podlegają modyfikacji ani wycofaniu. 8. Oferta złożona przez wytwórcę, o którym mowa w art. 83b ust. 1, podlega odrzuceniu, jeżeli cena sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 3, wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 83b ust. 1, przekracza referencyjną cenę operacyjną obowiązującą w dniu ogłoszenia danej aukcji na wsparcie operacyjne. Art. 83i. Prezes URE, niezwłocznie po rozstrzygnięciu aukcji na wsparcie operacyjne, przekazuje operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, informacje zawierające dane wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, których oferty wygrały aukcję, oraz dane dotyczące ilości i ceny energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, podanej w ofercie, o której mowa w art. 83h ust.1. Art. 83j. Dokonując weryfikacji rzeczywistego udziału wartości energetycznej biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego w łącznej wartości energetycznej wszystkich spalonych paliw zużytych do wytworzenia energii elektrycznej lub ciepła w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego przez wytwórcę energii elektrycznej, o której mowa w art. 83c, uwzględnia się wyłącznie miesiące kalendarzowe, za które wykazano sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w sprawozdaniu, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3. Art. 83k. W zakresie nieuregulowanym w art. 83b–83j do przeprowadzenia aukcji na wsparcie operacyjne art. 77a, art. 78 ust. 1, 2 i 5–11, art. 80 ust. 1–3 i 10, art. 81 ust. 1–3, 5, 7 i 8, art. 83 ust. 1 pkt 2, ust. 1a, ust. 3b i 4 stosuje się odpowiednio.”	

	Art. 1 pkt 83 Po rozdziale 4 dodaje się rozdział 4a w brzmieniu: „Rozdział 4a **Mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii** Art. 83l. 1. Wytwórca biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną nie większą niż 1 MW, może sprzedać wybranemu podmiotowi biometan wprowadzony do sieci gazowej. 2. Wytwórcy, o którym mowa w ust. 1, przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3. 3. Przepisów ust. 1 nie stosuje się do przedsiębiorstw będących w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu. Art. 83m. 1. W celu sprzedaży biometanu zgodnie z art. 83l ust. 1 wytwórca biometanu, o którym mowa w tym przepisie, składa Prezesowi URE deklarację o zamiarze sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej po stałej cenie zakupu biometanu, ustalonej zgodnie z art. 83n. 2. Deklaracja, o której mowa w ust. 1, jest składana w postaci elektronicznej za pośrednictwem internetowej platformy aukcyjnej, o której mowa w art. 78 ust. 6. 3. Deklaracja, o której mowa w ust. 1, zawiera: 1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy biometanu; 2)łączną ilość biometanu wprowadzonego do sieci gazowej, określoną w MWh, jaką wytwórca biometanu planuje sprzedać w okresie wskazanym w deklaracji; 3) okres sprzedaży biometanu wprowadzanego do sieci gazowej, obejmujący planowaną datę rozpoczęcia i zakończenia sprzedaży biometanu; 4) miejsce przyłączenia do sieci gazowej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, określone w warunkach przyłączenia albo w umowie o przyłączenie, oraz lokalizację i moc zainstalowaną tej instalacji przeliczoną na moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, przyjmując sprawność elektryczną agregatu kogeneracyjnego na poziomie 41%; 5) podpis wytwórcy biometanu lub osoby upoważnionej do jego reprezentowania, z załączeniem oryginału lub uwierzytelnionej kopii dokumentu poświadczającego umocowanie takiej osoby do działania w imieniu wytwórcy biometanu; 6) oświadczenie wytwórcy biometanu, złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, o następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że: 1) wytwarzając biometan w instalacji odnawialnego źródła energii, będę stosował się do obowiązków, o których mowa w art. 9 ust. 1a pkt 3 albo art. 25 pkt 3a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii;	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.

	2) wartość pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 83q ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, obliczona zgodnie z art. 83q ust. 2 tej ustawy, wynosi … zł; cena skorygowana obliczona zgodnie z art. 83q ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wynosi … zł za 1 MWh; 3) przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu; 4) na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zwrotu pomocy publicznej, wynikający z decyzji Komisji Europejskiej uznającej taką pomoc za niezgodną z prawem oraz z rynkiem wewnętrznym.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń. 4. Do deklaracji, o której mowa w ust. 1, wytwórca biometanu dołącza: 1) oryginał lub poświadczoną kopię prawomocnego pozwolenia na budowę wydanego dla projektowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów prawa budowlanego; 2) oryginał lub poświadczoną kopię warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu do sieci gazowej; 3) oświadczenie, że wchodzące w skład instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu urządzenia służące do wytwarzania biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1, zamontowane w czasie budowy, zostały wyprodukowane w okresie 48 miesięcy bezpośrednio poprzedzających dzień wytworzenia po raz pierwszy biometanu w tej instalacji, a same urządzenia nie były wcześniej amortyzowane w rozumieniu przepisów o rachunkowości przez jakikolwiek podmiot; 4) zobowiązanie do wytworzenia po raz pierwszy biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu w terminie 48 miesięcy od dnia wydania zaświadczenia, o którym mowa w ust. 8; 5) harmonogram rzeczowo-finansowy realizacji instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu; 6) oryginał lub poświadczoną kopię schematu instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu ze wskazaniem urządzeń służących do wytwarzania biometanu oraz urządzeń służących do wprowadzania biometanu do sieci gazowej, wchodzących w skład tej instalacji, z oznaczeniem lokalizacji urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych oraz miejsca przyłączenia tej instalacji do sieci gazowej, naniesionych na mapę poglądową uwzględniającą numery ewidencyjne działek i obrębów. 5. Okres ważności dokumentów, o których mowa w ust. 4 pkt 1 i 2, w dniu ich złożenia, nie może być krótszy niż 6 miesięcy. 6. Wytwórca, o którym mowa w art. 83l ust. 1, wraz ze złożeniem deklaracji, o której mowa w ust. 1, wnosi opłatę rezerwacyjną na odrębny rachunek bankowy wskazany przez Prezesa URE lub ustanawia gwarancję bankową. Wysokość opłaty rezerwacyjnej i gwarancji bankowej wynosi 12 złotych za każdy 1 kW mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu. 7. Opłata rezerwacyjna, o której mowa w ust. 6, podlega zwrotowi w terminie: 1) 60 dni od dnia realizacji obowiązku, o którym mowa w ust. 11, albo	

	2) 30 dni od dnia wydania postanowienia, o którym mowa w ust. 13. 8. Prezes URE wydaje wytwórcy biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1, zaświadczenie o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej zgodnie z przepisami ust. 1, art. 83l oraz art. 83n–83s oraz w okresie, o którym mowa w art. 83p, w terminie 45 dni od dnia złożenia kompletnej deklaracji, o której mowa w ust. 1. 9. Prezes URE przekazuje informacje zawierające dane o wytwórcy biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w ust. 8, operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106. 10. Wytwórca biometanu, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w ust. 8, może zmienić deklarację, o której mowa w ust. 1, w zakresie mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, o której mowa w ust. 3 pkt 4, oraz ilości biometanu, o której mowa w ust. 3 pkt 2. W takim przypadku do zmienionej deklaracji wytwórca załącza dokumenty i oświadczenie, o których mowa w ust. 4, o ile zawarte w nich dane uległy zmianie. 11. Wytwórca biometanu, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w ust. 8, przekazuje Prezesowi URE informację o dniu wytworzenia oraz wprowadzenia biometanu do sieci gazowej, potwierdzoną przez operatora sieci przesyłowej gazowej lub operatora sieci dystrybucyjnej gazowej, i jego sprzedaży zgodnie z ust. 1, art. 83l oraz art. 83n–83s, w terminie 30 dni od dnia tej sprzedaży po raz pierwszy. 12. W przypadku niewypełnienia przez wytwórcę biometanu zobowiązania, o którym mowa w ust. 4 pkt 4, zabezpieczenie ustanowione zgodnie z ust. 6 podlega przepadkowi na rzecz Prezesa URE, przy zachowaniu prawa, o którym mowa w art. 83p. 13. Prezes URE odmawia, w drodze postanowienia, wydania zaświadczenia, o którym mowa w ust. 8, w przypadku: 1) złożenia deklaracji, o której mowa w ust. 1, niespełniającej warunków, o których mowa w ust. 2–5, lub 2) niewniesienia opłaty rezerwacyjnej, o której mowa w ust. 6, lub 3)przekroczenia maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu określonej w przepisach wydanych na podstawie art. 83r ust. 2. 14. Na postanowienie, o którym mowa w ust. 13, służy zażalenie. Zażalenie wnosi się do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów, w terminie 7 dni od dnia doręczenia postanowienia. Postępowanie w sprawie zażalenia na postanowienie Prezesa URE toczy się według przepisów ustawy – Kodeks postępowania cywilnego o postępowaniu w sprawach z zakresu regulacji energetyki. 15. W przypadku, o którym mowa w ust. 10, przepisy ust. 1–9 i 11–14 stosuje się odpowiednio. Art. 83n. 1. Stała cena zakupu biometanu jest równa cenie referencyjnej biometanu, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 83m ust. 1, przy czym jest obliczana zgodnie z 83q ust. 5, z uwzględnieniem art. 83q ust. 6. 2. Prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, przysługuje wytwórcom biometanu, którzy uzyskali zaświadczenie, o którym mowa w art. 83m ust. 8, w okresie wskazanym w tym zaświadczeniu.	

	3. Stała cena zakupu biometanu podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego określonym w komunikacie Prezesa GUS, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski". Art. 83o. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, cenę referencyjną biometanu w złotych za 1 MWh, oddzielnie dla instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z biogazu oraz biometanu z biogazu rolniczego, biorąc pod uwagę: 1)istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu; 2)nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu tej instalacji i jej budowy wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną; 3)założenia dotyczące technicznych warunków pracy instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w tym sprawności wytwarzania biometanu, współczynniki zużycia biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu na pokrycie potrzeb własnych oraz na pokrycie strat powstających przed wprowadzeniem biometanu do sieci gazowej; 4)koszty operacyjne oraz dodatkowe nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w którym ta instalacja podlega wsparciu; 5przewidywane kształtowanie się cen biomasy, energii elektrycznej lub innych paliw; 6)koszty kapitału własnego wytwórcy biometanu; 7)wpływ instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu; 8)cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania biometanu w tworzeniu nowych miejsc pracy. Art. 83p. Prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, powstaje od pierwszego dnia sprzedaży biometanu objętego systemem wsparcia, o którym mowa w niniejszym rozdziale, i trwa przez okres kolejnych 20 lat, nie dłużej niż do dnia 30 czerwca 2048 r. Art. 83q. 1. Pomoc inwestycyjna przeznaczona na realizację inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, o której mowa w art. 83l ust. 1, pomniejsza stałą cenę zakupu biometanu, o której mowa w art. 83n, obowiązującą w dniu złożenia deklaracji, o której mowa w art. 83m ust. 1. 2. Wartość pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, jest wyrażana w kwocie pieniężnej, po przeliczeniu jej w sposób pozwalający na ustalenie kwoty, jaką otrzymałby beneficjent pomocy, gdyby została ona udzielona w formie dotacji, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej. 3. Wartość pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, oblicza się na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 83m ust. 1, według następującego wzoru: $$PI_C = \sum_{i=u}^{j} \left(PI_i * \prod_{i}^{j} (1 + r_i) \right),$$	

	gdzie poszczególne symbole oznaczają: Pl_C – sumę zwaloryzowanej wartości pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, wyrażoną w złotych, Pl_i – wartość pomocy inwestycyjnej udzielonej w roku „i", wyrażoną w złotych, j – rok kalendarzowy, w którym wytwórca biometanu złożył deklarację, o której mowa w art. 83m ust. 1, i –kolejne lata kalendarzowe liczone od roku kalendarzowego „u" do roku kalendarzowego „j", u –rok kalendarzowy, w którym po raz pierwszy udzielono pomocy inwestycyjnej na realizację inwestycji w zakresie danej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, o której mowa w art. 83l ust. 1, oznaczonej symbolem PI_i, r_i – stopę referencyjną wyrażoną w ułamku dziesiętnym, będącą spadkiem lub wzrostem średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w roku „i" określonym w komunikacie Prezesa GUS, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski", przy czym wartość r_i dla roku kalendarzowego „j" wynosi 0; w przypadku gdy do dnia złożenia deklaracji, o której mowa w art. 83m ust. 1, stopa referencyjna w roku „i" nie została opublikowana, należy przyjąć spadek lub wzrost wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych z listopada roku „i" w ujęciu rok do roku. 4. Wytwórca biometanu, o którym mowa w art. 83m ust. 1, dokonuje obliczenia ceny skorygowanej według następującego wzoru: $$C_S = C_O - \frac{PI_C}{I},$$ gdzie poszczególne symbole oznaczają: C_S – skorygowaną cenę zakupu biometanu, wyrażoną w zł/MWh; w przypadku nieudzielenia pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, wartość C_s jest równa wartości C_o, C_O – cenę, o której mowa w art. 83n, wyrażoną w zł/MWh, obowiązującą w dniu złożenia deklaracji, o której mowa w art. 83m ust. 1, PI_C – sumę zwaloryzowanej wartości pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, wyrażoną w złotych, obliczoną zgodnie z ust. 3, I – ilość biometanu, o której mowa w art. 83m ust. 3 pkt 2, powiększoną o ilość biometanu planowanego do wytworzenia w okresie od planowanego dnia uzyskania przez wytwórcę biometanu zaświadczenia, o którym mowa w art. 83m ust. 8, do dnia rozpoczęcia sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej określonej przez wytwórcę biometanu w deklaracji, o której mowa w art. 83m ust. 1 wyrażoną w MWh. 5. W ramach składanego przez wytwórcę biometanu oświadczenia, o którym mowa w art. 83m ust. 3 pkt 6, wytwórca ten przekazuje informacje o wielkości udzielonej pomocy publicznej przeliczonej i obliczonej zgodnie z ust. 2 i 3 oraz cenie skorygowanej obliczonej zgodnie z ust. 4. 6. W przypadku gdy po dniu złożenia oświadczenia, o którym mowa w art. 83m ust. 3 pkt 6, wytwórcy biometanu, o którym mowa w art. 83m ust. 1, zostanie udzielona pomoc inwestycyjna, o której mowa w ust. 1, lub wzrośnie wartość tej pomocy, wytwórca ten jest obowiązany do przekazania Prezesowi URE, najpóźniej w dziesiątym dniu miesiąca następującego po upływie miesiąca, w którym nastąpiło udzielenie pomocy inwestycyjnej, oświadczenia zawierającego wartość tej pomocy przeliczoną zgodnie z ust. 2, datę jej udzielenia, wskazanie podmiotu udzielającego pomocy inwestycyjnej oraz cenę skorygowaną. Cenę skorygowaną oblicza się według następującego wzoru:	

	$$C_{sn} = C_s - \frac{PI}{I_p},$$ gdzie poszczególne symbole oznaczają: C_{sn} – nową cenę skorygowaną, wyrażoną w zł/MWh, która staje się ceną skorygowaną (C_s) obowiązującą od miesiąca następującego po miesiącu złożenia oświadczenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym, stanowiącą cenę zakupu biometanu, o której mowa w art. 83n ust. 1, C_S – cenę skorygowaną, wyrażoną w zł/MWh, obowiązującą do końca miesiąca, w którym złożono oświadczenie, o którym mowa w zdaniu pierwszym, lub w którym wytwórca biometanu był obowiązany do jego złożenia, stanowiącą cenę zakupu biometanu, o której mowa w art. 83n ust. 1, PI – wysokość udzielonej pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, lub wzrost jej wartości, wyrażone w złotych, udzielonej po dniu złożenia oświadczenia, o którym mowa w art. 83m ust. 3 pkt 6, obliczone zgodnie z ust. 2, I_p – ilość biometanu, wyrażoną w MWh, o której mowa w art. 83m ust. 3 pkt 2, pomniejszoną o ilość biometanu wytworzonego oraz wprowadzonego do sieci gazowej i sprzedanego zgodnie z art. 83l–83s, do końca miesiąca poprzedzającego miesiąc, w którym udzielono pomocy inwestycyjnej, o której mowa w objaśnieniu symbolu PI. 7. O wysokości ceny skorygowanej, o której mowa w ust. 6, wytwórca biometanu powiadamia operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie wskazanym w ust. 6. 8. Wytwórca biometanu, o którym mowa w art. 83m ust. 1, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 83m ust. 8, jest obowiązany do przekazywania Prezesowi URE, w całym okresie wsparcia, w terminie 30 dni od zakończenia roku kalendarzowego, oświadczenia o nieudzieleniu pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, w poprzednim roku kalendarzowym, albo oświadczenia o wartości tej pomocy, przeliczonej zgodnie z ust. 2, zawierającego datę jej udzielenia oraz wskazanie podmiotu udzielającego pomocy. 9. Zmiana wartości udzielonej pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, która została uwzględniona przy obliczaniu ceny skorygowanej, o której mowa w ust. 4 i 6, polegająca na obniżeniu wartości tej pomocy, nie powoduje zmiany wartości tej ceny. Art. 83r. 1. Maksymalna moc zainstalowana instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, o których mowa w art. 83l ust. 1, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 83m ust. 8, może zostać ograniczona przez wskazanie wartości maksymalnej tej mocy, w przypadku osiągnięcia mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu na poziomie umożliwiającym realizację celu wynikającego z umów międzynarodowych. 2. Rada Ministrów może określić, w drodze rozporządzenia, w terminie do dnia 31 października danego roku kalendarzowego, maksymalną moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, o której mowa w ust. 1, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 83m ust. 8, biorąc pod uwagę: 1)bezpieczeństwo funkcjonowania systemu gazowego; 2)potrzebę ochrony środowiska naturalnego;	

	3)cele gospodarcze i społeczne. Art. 83s. Biometanu, który uzyskał wsparcie, o którym mowa w art. 83l ust. 1, nie uwzględnia się do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.”	
	Art. 1 pkt 84 Po art. 83s dodaje się oznaczenie i tytuł rozdziału w brzmieniu: „Rozdział 4b **Kontrole, bilansowanie handlowe i opłata OZE**”	Zmiana ma charakter porządkowy.
	Art. 1 pkt 85 Art. 84 ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Prezes URE ma prawo do przeprowadzenia kontroli zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń, o których mowa w art. 39 ust. 7 i 9, art. 39a ust. 7 i 9, art. 70b ust. 3 pkt 6, ust. 4 pkt 3 i ust. 11b z wyłączeniem opinii Polskiego Centrum Akredytacji, art. 70h ust. 3 pkt 6, art. 71 ust. 3, art. 72a ust. 2, art. 75 ust. 4 pkt 4, art. 79 ust. 3 pkt 2, 3, 5–7 i 9, art. 83 ust. 1 pkt 4 z wyłączeniem opinii Polskiego Centrum Akredytacji, art. 83h ust. 3 pkt 6 i 7, art. 83m ust. 3 pkt 6 i art. 83q ust. 6 i 8, a także prawidłowości ceny skorygowanej, o której mowa w art. 39 ust. 5 i 7, art. 39a ust. 5 i 7 oraz art. 83q ust. 4 i 6.”	Dodano odwołanie do przywołanych przepisów, co pozwala Prezesowi URE na kontrolę zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji w zakresie instalacji modernizowanych oraz wytwórców biometanu..
	Art. 1 pkt 86 W art. 86 pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1)wstępu na teren nieruchomości, obiektów, lokali lub ich części, należących do wytwórcy: a) energii elektrycznej wytwarzanej w instalacji odnawialnego źródła energii, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8 albo w art. 70h ust. 5, albo wygrał aukcję, o której mowa w art. 72 ust. 1, albo aukcję na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1, b) biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1;”	Wprowadzenie możliwości przeprowadzenia kontroli Prezesa URE na terenie instalacji odnawialnego źródła, która wygrała aukcję na wsparcie operacyjne (lit. a) oraz instalacji do wytwarzania biometanu objętego mechanizmem wsparcia operacyjnego (lit. b).
	Art. 1 pkt 87 Art. 87 otrzymuje brzmienie: „Art. 87. Z przeprowadzonej kontroli sporządza się protokół zawierający ocenę zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń, o których mowa w art. 39 ust. 7 i 9, art. 39a ust. 7 i 9, art. 70b ust. 3 pkt 6, ust. 4 pkt 3 i ust. 11b, art. 70h ust. 3 pkt 6, art. 71 ust. 3, art. 72a ust. 2, art. 75 ust. 4 pkt 4, art. 79 ust. 3 pkt 2, 3, 5–7 i 9, art. 83 ust. 1 pkt 4, art. 83h ust. 3 pkt 6 i 7, art. 83m ust. 3 pkt 6 i art. 83q ust. 6 i 8, a także prawidłowości ceny skorygowanej, o której mowa w art. 39 ust. 5 i 7, art. 39a ust. 5 i 7 oraz art. 83q ust. 4 i 6. Termin do złożenia zastrzeżeń nie może być krótszy niż 7 dni od dnia doręczenia protokołu.”	Wprowadzenie systemu wsparcia operacyjnego wymagało również poszerzenia kompetencji kontrolnych Prezesa URE w odniesieniu do instalacji OZE korzystających z tego wsparcia.
	Art. 1 pkt 88 W art. 88: a) ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. W przypadku stwierdzenia w wyniku kontroli niezgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń, o których mowa w art. 39 ust. 7 i 9, art. 39a ust. 7 i 9, art. 70b ust. 3 pkt 6, ust. 4 pkt 3 i ust. 11b, art. 70h ust. 3 pkt 6, art. 71 ust. 3, art. 72a ust. 2, art. 75 ust. 4 pkt 4, art. 79 ust. 3 pkt 2, 3, 5–7 i 9, art. 83 ust. 1 pkt 4, art. 83h ust. 3 pkt 6 i 7, art. 83m ust. 3 pkt 6 i art. 83q ust. 6 i 8, Prezes	

	URE, w terminie 30 dni od dnia zakończenia kontroli, wydaje odpowiednio postanowienie o braku możliwości zakwalifikowania kwestionowanej ilości energii elektrycznej lub biometanu jako wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii lub decyzję o obowiązku zwrotu operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, uzyskanej pomocy, określając kwotę wsparcia wraz z odsetkami, która podlega zwrotowi do tego operatora w terminie miesiąca od dnia otrzymania decyzji.”, b)w ust. 2 po wyrazach „art. 79 ust. 3 pkt 9,” dodaje się wyrazy „art. 83m ust. 3 pkt 6 oraz art. 83q ust. 6 i 8,”	
	Art. 1 pkt 89 W art. 91 po wyrazach „wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii” dodaje się wyrazy „lub biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu z biogazu”	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 90 lit. a W art. 92 po ust. 1 dodaje się ust. 1a i 1b w brzmieniu: „1a. Wytwórca, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, może dokonać sprzedaży energii elektrycznej objętej ofertą, o której mowa w art. 79, wybranemu podmiotowi, którym może być także sprzedawca zobowiązany, pod warunkiem że dokonuje zakupu energii elektrycznej na zasadach innych niż określone w art. 82 ust. 1. 1b. Sprzedawca zobowiązany dokonuje zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, spełniającej warunek, o którym mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b, po cenie, o której mowa w art. 41 ust. 8, od pierwszego dnia sprzedaży energii po zakończeniu modernizacji do ostatniego dnia miesiąca, w którym ten sprzedawca otrzymał od wytwórcy opinię, o której mowa w art. 70b ust. 11b pkt 3 albo art. 83 ust. 1 pkt 4 lit. c, z wyłączeniem zakupu energii elektrycznej od wytwórców, o których mowa w ust. 1a i w art. 70b ust. 9 pkt 2.”	Celem regulacji jest doprecyzowanie obszaru sprzedaży energii wybranemu podmiotowi.
	Art. 1 pkt 90 lit. b W art. 92 w ust. 5 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „Wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej zgodnie z art. 73 ust. 2 w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, który korzysta z możliwości sprzedaży wytwarzanej energii elektrycznej do wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a, wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej zgodnie z art. 73 ust. 2 w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, a także wytwórcy, o którym mowa w art. 70b ust. 9 pkt 2, który:”	Celem regulacji jest doprecyzowanie obszaru sprzedaży energii wybranemu podmiotowi.

	Art. 1 pkt 90 lit. c Po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu: „5a. Prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, przysługuje również wytwórcy biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1, który uzyskał zaświadczenie Prezesa URE, o którym mowa w art. 83m ust. 8, nie później niż w terminie do dnia 30 czerwca 2024 r.”	Celem regulacji jest określenie okresu, w którym Prezes URE wydaje zaświadczenia wytwórcom biometanu składającym deklarację przystąpienia do systemu wsparcia operacyjnego.
	Art. 1 pkt 90 lit. d W art. 92 w ust. 6 pkt 3 otrzymuje brzmienie: „3) 31 grudnia 2045 r. – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 72 ust. 1 pkt 3.”,	Zmiany porządkujące w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.
	Art. 1 pkt 90 lit. e ust. 10 otrzymuje brzmienie: „10. Cena sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, podana w ofertach uczestników aukcji, których oferty wygrały aukcję, a także cena skorygowana, o której mowa w art. 39 ust. 5 i 7, art. 39a ust. 5 i 7 oraz art. 83q ust. 4 i 6, cena zakupu obliczona zgodnie z art. 39a ust. 5 z uwzględnieniem art. 39a ust. 7, cena stanowiąca podstawę do obliczenia ujemnego salda dla wytwórcy, o którym mowa w art. 70c ust. 6, i wytwórcy, o którym mowa w art. 83n ust. 2, oraz cena zakupu obliczona zgodnie z art. 83q ust. 4 z uwzględnieniem art. 83q ust. 6 podlegają corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa GUS, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”.”	Przepis rozszerzający kwestie waloryzacji cen i cen skorygowanych obowiązujących w systemie wsparcia operacyjnego dla biometanu.
	Art. 1 pkt 90 lit. f W art. 92 w ust. 11: –pkt 1 po wyrazach „z wyjątkiem wytwórcy wymienionego” dodaje się wyrazy „w ust. 1a oraz”, –pkt 2 po wyrazach „o którym mowa w art. 70b ust. 9 pkt 2” dodaje się wyrazy „lub w art. 70g, lub w art. 83b ust. 1 oraz wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, który korzysta z możliwości sprzedaży wytwarzanej energii elektrycznej do wybranego podmiotu, o którym mowa w ust. 1a”	Zmiany porządkujące w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.
	Art. 1 pkt 90 lit. g W art. 92 po ust. 11 dodaje się ust. 11^1 w brzmieniu: „11^1. Ilość biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii i wprowadzonego do sieci, wyrażona w kWh, do rozliczenia której z operatorem rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, jest obowiązany wytwórca biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1, ustala się na podstawie udostępnianych przez operatora systemu gazowego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, rzeczywistych wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych w ujęciu dobowym w danym miesiącu. Prawo dostępu do tych danych otrzymuje także operator rozliczeń energii odnawialnej w celu weryfikacji wniosków, o których mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3.”,	Zmiany związane z wprowadzeniem mechanizmu wsparcia operacyjnego dla biometanu

	Art. 1 pkt 90 lit. h W art. 92 ust. 11a otrzymuje brzmienie: „11a. Operator systemu elektroenergetycznego lub operator systemu gazowego, na których obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, przekazują operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie 10 dni po zakończeniu miesiąca, dane w ujęciu dobowym dotyczące odpowiednio ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii lub ilości biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, określone na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Dane dotyczące energii elektrycznej są przekazywane także sprzedawcy zobowiązanemu.”	
	Art. 1 pkt 90 lit. i W art. 92 po ust. 14 dodaje się ust. 14a w brzmieniu: „14a. W przypadku gdy wynik obliczenia, o którym mowa w ust. 14, będzie ujemny w danej dobie lub w danych okresach rozliczeniowych, rozlicza się go w kolejnych dobach lub okresach rozliczeniowych, aż do całkowitego zbilansowania z wynikiem dodatnim.”	Zmiany porządkujące w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.
	Art. 1 pkt 91 lit. a W art. 93 w ust. 1 po pkt 3 dodaje się pkt 3a w brzmieniu: po pkt 3 dodaje się pkt 3a w brzmieniu: „3a)obliczenia, w przypadku wytwórców energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b, różnicy między wartością energii elektrycznej zakupionej na podstawie art. 92 ust. 1b a wartością zakupu tej energii elektrycznej wynikającej z realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 40 ust. 1, od pierwszego dnia wytworzenia i sprzedaży energii elektrycznej po zakończeniu modernizacji tej instalacji do ostatniego dnia miesiąca, w którym otrzymał od wytwórcy opinię, o której mowa w art. 70b ust. 11b pkt 3 albo art. 83 ust. 1 pkt 4 lit. c, i uwzględnienia tej różnicy w kolejnym rozliczeniu z wytwórcą;”, –w pkt 4 po wyrazach „wykazanej w sprawozdaniu” dodaje się wyrazy „ , z uwzględnieniem art. 74 ust. 2d, w przypadku instalacji, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b”, –po pkt 4 dodaje się pkt 4a w brzmieniu: „4a)przekazania, w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b, operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, pierwszego sprawozdania oraz pierwszego wniosku, o których mowa w pkt 4, za okres od pierwszego dnia wytworzenia i sprzedaży energii elektrycznej po zakończeniu modernizacji tej instalacji do ostatniego dnia miesiąca objętego sprawozdaniem i wnioskiem, w terminie 15 dni od zakończenia miesiąca, w którym ten sprzedawca otrzymał od wytwórcy opinię, o której mowa w art. 70b ust. 11b pkt 3 albo art. 83 ust. 1 pkt 4 lit. c;”	Celem zaproponowanych w projekcie zmian jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii, które zakończyły udział w przewidzianych dla nich systemów wsparcia, a stosowana w nich technologia wiąże się z kosztami operacyjnymi przewyższającymi przychody rynkowe z prowadzonej działalności.
	Art. 1 pkt 91 lit. b W art. 93 ust. 2 i 3 otrzymują brzmienie: „2. Wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, który korzysta z możliwości sprzedaży wytwarzanej energii wybranemu podmiotowi, o którym mowa w art. 92 ust. 1a, wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej	Z racji objęcia systemem wsparcia operacyjnego instalacji OZE wytwarzających energię elektryczną w procesach wysokosprawnej kogeneracji konieczne było uwzględnienie stosownych odwołań. Regulują one kwestie przedłożenia Prezesowi URE opinii akredytowanej jednostki dotyczącej zasadności uznania danej instalacji za

	mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, w celu sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 77 ust. 3, wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70a ust. 2, art. 70b ust. 9 pkt 2, art. 70g i art. 83b ust. 1, w celu sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie określonym odpowiednio w art. 70f, art. 70j ust. 3 i w art. 83e ust. 2, oraz wytwórca biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1, w celu sprzedaży biometanu wybranemu podmiotowi w okresie określonym w art. 83p, są obowiązani do: 1)prowadzenia dokumentacji, obejmującej wszystkie następujące po sobie doby, dotyczącej ilości, wyrażonej w kWh, odpowiednio: a)energii elektrycznej objętej ofertą, o której mowa w art. 79 i w art. 83h, oraz podlegającej sprzedaży, o której mowa w art. 70a ust. 2, art. 70b ust. 9 pkt 2 i art. 70g, albo b)biometanu podlegającego sprzedaży, o której mowa w art. 83l ust. 1 –wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, sprzedanych w danym miesiącu, oraz ich cen, wyrażonych w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, z uwzględnieniem wskazania daty pierwszego wprowadzenia tej energii elektrycznej albo tego biometanu do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej; 2)obliczenia wartości: a)energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii sprzedanej w danym miesiącu, jako iloczyn ilości energii elektrycznej, o której mowa w pkt 1 lit. a, i średniej dziennej ceny energii elektrycznej, stanowiącej średnią arytmetyczną obliczoną ze średnich ważonych wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych cen energii elektrycznej we wszystkich godzinach dnia dostawy tej energii, zawartych na rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą energii elektrycznej w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji sesyjnych giełdowych, b)biometanu wytworzonego z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu sprzedanego w danym miesiącu, jako iloczyn ilości biometanu, o której mowa w pkt 1 lit. b, i średniej dziennej ceny gazu ziemnego, stanowiącej średnią arytmetyczną obliczoną ze średnich ważonych wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych cen gazu ziemnego we wszystkich godzinach dnia dostawy tego gazu, zawartych na rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą tego gazu w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji sesyjnych giełdowych – niezawierającej kwot podatku od towarów i usług, wyrażonej w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, obliczanej i publikowanej przez podmiot, o którym mowa w art. 64 ust. 1 pkt 1, zgodnie z przyjętymi przez ten podmiot zasadami; 3)przekazywania operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie 15 dni po zakończeniu miesiąca, sprawozdania miesięcznego zawierającego informacje, o których mowa w pkt 1 i 2, oraz wniosku o pokrycie ujemnego salda, obliczonego na podstawie różnicy między wartością sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt 1 lit. a, obliczoną zgodnie z pkt 2, a wartością tej energii elektrycznej albo wartością sprzedaży biometanu, o której mowa w pkt 1 lit. b, obliczoną zgodnie z pkt 2, a wartością tego biometanu, ustalonymi na podstawie:	działającą w wysokosprawnej kogeneracji, ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w procesach wysokosprawnej kogeneracji i poza nimi oraz uwzględniania nienależnie wypłaconej pomocy publicznej w pokryciu przyszłego ujemnego salda przez operatora systemu rozliczeń energii odnawialnej. Ponadto z racji wprowadzenia przepisów w zakresie wsparcia operacyjnego dla biometanu, w treści ust. 2 i 3 wprowadzono szereg zmian mających na celu objęcie obowiązkiem wytwórcy biometanu (1) prowadzenia dokumentacji dotyczącej ilości biometanu wprowadzanej do sieci, (2) obliczania wartości biometanu wprowadzonego do sieci w danym miesiącu, (3) przekazywania operatorowi rozliczeń energii odnawialnej sprawozdania miesięcznego, (4) uwzględnienia w ww. sprawozdaniu ilości zakwestionowanej, wskutek kontroli Prezesa URE, ilości biometanu. Ponadto uwzględniono w waloryzacji cen i cen skorygowanych cen wyznaczanych przez wytwórcę biometanu, który przystąpił do mechanizmu wsparcia operacyjnego dla biometanu.

	a)ceny zawartej w ofercie, o której mowa w art. 79, która wygrała aukcję, skorygowanej zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10, oraz z uwzględnieniem ust. 4 i 6 albo b)ceny zawartej w ofercie, o której mowa w art. 79, która wygrała aukcję, z uwzględnieniem art. 74 ust. 2d, skorygowanej zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10, oraz z uwzględnieniem ust. 4 i 6, albo c)ceny zawartej w ofercie, o której mowa w art. 83h, która wygrała aukcję na wsparcie operacyjne, z uwzględnieniem ust. 4 i 6, albo d)stałej ceny zakupu obliczonej zgodnie z art. 39a ust. 5, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7, albo e)stałej ceny zakupu obliczonej zgodnie z art. 39a ust. 5, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7 i art. 74 ust. 2d, albo f)stałej ceny zakupu, o której mowa w art. 70j, albo g)stałej ceny zakupu biometanu obliczonej zgodnie z art. 83q ust. 4, z uwzględnieniem art. 83q ust. 6; 4) odjęcia zakwestionowanej odpowiednio ilości odpowiednio energii elektrycznej albo ilości biometanu zawartych w sprawozdaniu, o którym mowa w pkt 3, w kolejnym okresie sprawozdawczym – w przypadku wydania postanowienia, o którym mowa w art. 88 ust. 1; zakwestionowana ilość energii elektrycznej albo ilość biometanu nie stanowi podstawy do wyliczenia ujemnego salda, o którym mowa w pkt 3; 5)przekazania, w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b, operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, pierwszego sprawozdania oraz pierwszego wniosku, o których mowa w pkt 3, obejmujących okres od pierwszego dnia wytworzenia i sprzedaży energii elektrycznej po zakończeniu modernizacji tej instalacji do ostatniego dnia miesiąca objętego sprawozdaniem i wnioskiem, w terminie 15 dni od zakończenia miesiąca, w którym wytwórca przekazał Prezesowi URE opinię, o której mowa w art. 70b ust. 11b pkt 3 albo art. 83 ust. 1 pkt 4 lit. c. 3. Podmiot, o którym mowa w art. 64 ust. 1 pkt 1, publikuje średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej oraz gazu ziemnego z prowadzonego przez siebie rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą energii elektrycznej lub gazu ziemnego w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji giełdowych sesyjnych – dla każdej godziny dostawy energii elektrycznej i dla każdej godziny dostawy gazu ziemnego. Średnie ważone, o których mowa w zdaniu pierwszym, są publikowane na stronie internetowej podmiotu, o którym mowa w art. 64 ust. 1 pkt 1.”	
	Art. 1 pkt 91 lit. c W art. 93 po ust. 4 dodaje się ust. 4a w brzmieniu: „4a. Od ilości biometanu, o której mowa w ust. 2 pkt 1 lit. b, odejmuje się ilość biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii w godzinach dostawy, o których mowa w ust. 3, dla których średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny gazu ziemnego z rynku, o którym mowa w ust. 3, były niższe niż 0 złotych za 1 MWh.”	
	Art. 1 pkt 91 lit. d W art. 93 ust. 5 otrzymuje brzmienie:	

	„5. Przepisy ust. 4 i 4a stosuje się, jeżeli ceny, o których mowa w ust. 3, były niższe niż 0 złotych za 1 MWh przez co najmniej sześć kolejnych godzin dostawy odpowiednio energii elektrycznej lub gazu ziemnego, o których mowa w ust. 3.”	
	Art. 1 pkt 91 lit. e Po ust. 6 dodaje się ust. 6a w brzmieniu: „6a. W celu określenia ilości biometanu wytworzonego w godzinach dostawy, o których mowa w ust. 3, dla których średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny gazu ziemnego z rynku, o którym mowa w ust. 3, były niższe niż 0 złotych za 1 MWh przez co najmniej sześć kolejnych godzin dostawy biometanu, o której mowa w ust. 4a, w instalacji odnawialnego źródła energii, która jest opomiarowana w sposób uniemożliwiający ustalenie ilości wytworzonego biometanu w przedziałach godzinowych, dla określenia ilości wytworzonego biometanu przyjmuje się ilość biometanu, jaka mogłaby zostać wytworzona w tej instalacji w godzinach, o których mowa w ust. 4a, przy założeniu, że instalacja ta pracowała w tym czasie z pełną wydajnością.”	
	Art. 1 pkt 91 lit. f W art. 93 ust. 9 otrzymuje brzmienie: „9. Operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, po weryfikacji wniosku dokonanej na podstawie sprawozdania przekazanego przez: 1)sprzedawcę zobowiązanego lub 2)wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, który korzysta z możliwości sprzedaży wytwarzanej energii do wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a, lub 3)wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, lub 4)wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70a ust. 2, art. 70b ust. 9 pkt 2, art. 70g lub art. 83b ust. 1, lub 5)wytwórcę biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1 – w terminie 30 dni od dnia otrzymania wniosku wypłaca temu sprzedawcy zobowiązanemu lub wytwórcy, na wskazany przez niego we wniosku rachunek bankowy, kwotę przeznaczoną na pokrycie ujemnego salda zgodnie z ust. 1 pkt 4 lub ust. 2 pkt 3.” Art. 1 pkt 91 lit. g w art. 93 ust. 12 otrzymuje brzmienie: „12.Dodatnie saldo obliczone zgodnie z ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3, które z uwzględnieniem ust. 11, nie zostało całkowicie rozliczone do końca danego okresu każdych pełnych trzech lat kalendarzowych, o których mowa w art. 83 ust. 2, oraz dodatnie saldo pozostałe na koniec okresu określonego zgodnie z art. 77 ust. 1–3 lub w okresie określonym w art. 70f ust.1, 3 lub 4, art. 70j ust. 3, art. 77 ust. 2a, art. 83e ust. 2 lub w art. 83p, jest zwracane w terminie 6 miesięcy od dnia zakończenia danego okresu, operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, przez: 1)sprzedawcę zobowiązanego albo	

	2)wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, który korzysta z możliwości sprzedaży wytwarzanej energii do wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a, albo 3)wytwórcę energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, albo 4)wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70a ust. 2, art. 70b ust. 9 pkt 2, art. 70g lub art. 83b ust. 1, albo 5)wytwórcę biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1.”	
	Art. 1 pkt 91 lit. h W art. 93 po ust. 13 dodaje się ust. 13a w brzmieniu: „13a.Ilość biometanu wytworzonego w ciągu doby przewyższająca ilość biometanu, jaka mogłaby zostać wytworzona w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, przy założeniu, że instalacja ta pracowała w tym czasie z mocą przewyższającą moc zainstalowaną tej instalacji, nie stanowi podstawy do wyliczenia ujemnego salda zgodnie z ust. 2 pkt 3.”	
	Art. 1 pkt 92 lit. a W art. 93a w ust. 1 dwukrotnie po wyrazach „o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a” dodaje się wyrazy „albo w art. 83g ust. 3 pkt 2, 4, 6, 8, 11, 13, 15, 17 lub 19”,	Zmiany porządkujące w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.
	Art. 1 pkt 92 lit. b W art. 93a w ust. 2 po wyrazach „o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a” dodaje się wyrazy „albo w art. 83g ust. 3 pkt 2, 4, 6, 8, 11, 13, 15, 17 lub 19”	
	Art. 1 pkt 92 lit. c W ust. 3 po wyrazach „o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9 lub 10” dodaje się wyrazy „albo w art. 83g ust. 3 pkt 1, 3, 5, 7, 10, 12, 14, 16 lub 18”	Zmiany porządkujące w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.
	Art. 1 pkt 92 lit. d W art. 93a w ust. 4: –w objaśnieniu symbolu Csko po wyrazach „o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a” dodaje się wyrazy „albo w art. 83g ust. 3 pkt 2, 4, 6, 8, 11, 13, 15, 17 lub 19”, –objaśnienie symbolu Csbk otrzymuje brzmienie: „Csbk – skorygowaną cenę zakupu energii elektrycznej, obliczoną na potrzeby ustalenia nienależnie wypłaconej pomocy publicznej, w przypadku gdy dana instalacja stanowiłaby instalację wykorzystującą wyłącznie biogaz lub biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej, o której mowa odpowiednio w art. 77 ust. 5 pkt 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9 lub 10 albo w art. 83g ust. 3 pkt 1, 3, 5, 7, 10, 12, 14, 16 lub 18; w przypadku instalacji wytwórcy korzystającego z aukcyjnego systemu wsparcia Csbk jest równa Csko pomniejszonej o różnicę właściwych cen referencyjnych, odpowiednio na dzień aukcji albo aukcji na wsparcie operacyjne, albo na dzień złożenia wniosku na podstawie art. 184c ust. 1.”	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 93 lit. a W art. 94 w ust. 1 pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, biorąc pod uwagę informacje zawarte w otrzymanych w danym roku sprawozdaniach miesięcznych przekazywanych przez:	Zmiany porządkujące w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy. Celem zaproponowanych w projekcie zmian jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji

	a)sprzedawców zobowiązanych, b)wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, którzy korzystają z możliwości sprzedaży wytwarzanej energii do wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a, c)wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, d)wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70b ust. 9 pkt 2, art. 70g oraz art. 83b ust. 1, e)wytwórców biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1;”,	odnawialnych źródeł energii, które zakończyły udział w przewidzianych dla nich systemów wsparcia, a stosowana w nich technologia wiąże się z kosztami operacyjnymi przewyższającymi przychody rynkowe z prowadzonej działalności.
	Art. 1 pkt 93 lit. b W art. 94 po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu: „1a. Operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, przekazuje Prezesowi URE informację o ilości energii elektrycznej sprzedanej w ramach systemu aukcyjnego przez poszczególnych wytwórców oraz w ramach aukcji na wsparcie operacyjne, w ramach systemu wsparcia, o którym mowa w art. 70a–70f oraz systemu wsparcia, o którym mowa w art. 70g–70j, oraz o ilości biometanu sprzedanego w ramach systemu wsparcia, o którym mowa w art. 83l ust. 1, w terminie do dnia 30 kwietnia danego roku kalendarzowego, za rok poprzedni.”	
	Art. 1 pkt 93 lit. c W art. 94 w ust. 2: –po pkt 2 dodaje się pkt 2a w brzmieniu: „2a) maksymalną ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, jaka może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w następnym roku kalendarzowym, określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 83c ust. 2;”, –po pkt 4 dodaje się pkt 4a i 4b w brzmieniu: „4a)maksymalną moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 70g, dla których w następnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenia, o których mowa w art. 70h ust. 5, o ile została ona określona w przepisach wydanych na podstawie art. 70i ust. 2; 4b)maksymalną ilość biometanu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, o których mowa w art. 83l ust. 1, dla których w następnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenia, o których mowa w art. 83m ust. 9, o ile została ona określona w przepisach wydanych na podstawie art. 83r ust. 2;”	
	Art. 1 pkt 94 W art. 95 w ust. 1 wyrazy „oraz wydatków na pokrycie kosztów utrzymania, rozbudowy i modyfikacji internetowej platformy aukcyjnej, o których mowa w art. 78 ust. 7a” zastępuje się wyrazami „a także kosztów, o których mowa w art. 11 ust. 5, art. 38ac ust. 16, art. 78 ust. 7a i art. 125b”	
	Art. 1 pkt 95 lit. a W art. 100 ust. 2 w ust. 2 we wprowadzeniu do wyliczenia skreśla się wyrazy „oraz Prezesowi URE”	

	Art. 1 pkt 95 lit. b W art. 100 ust. 2a utrzymuje brzmienie: „2a. Płatnik opłaty OZE oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przekazuje Prezesowi URE półroczne informacje, o których mowa w ust. 2, w podziale na poszczególne miesiące, dotyczące podmiotów, od których pobiera opłatę OZE, w terminie do dnia: 1)31 lipca – za okres od dnia 1 stycznia do dnia 30 czerwca danego roku; 2)31 stycznia – za okres od dnia 1 lipca do dnia 31 grudnia roku poprzedniego.”	
	Art. 1 pkt 96 lit. c W art. 116 ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła na obszarze danego systemu ciepłowniczego jest obowiązane do wyrażenia zgody na przyłączenie instalacji, o której mowa w ust. 1, do sieci ciepłowniczej lub na zmianę warunków przyłączenia w celu przyłączenia takiej instalacji. Przyłączenie jest realizowane zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne.”	Przedmiotem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację celu zwiększenia udziału energii odnawialnej w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa.
	Art. 1 pkt 96 lit. d W art. 116 po ust. 2 dodaje się ust. 2a i 2b w brzmieniu: „2a. W przypadku niewyrażenia zgody na przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła informuje podmiot ubiegający się o przyłączenie o warunkach, które należy spełnić, aby umożliwić przyłączenie tej instalacji. 2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2, nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest elementem efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w rozumieniu art. 7b ust. 4 pkt 1 lub 2 ustawy – Prawo energetyczne.”	
	Art. 1 pkt 96 lit. e W art. 116 ust. 3 otrzymuje brzmienie: ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia: 1)warunki techniczne i szczegółowy zakres realizacji obowiązku, o którym mowa w ust. 1, 2)sposób ustalania rzeczywistej ilości ciepła i chłodu oraz ciepła odpadowego objętych obowiązkiem, o którym mowa w ust. 1, 3)zasady i sposób prowadzenia przez Prezesa URE kontroli warunków technicznych określonych w pkt 1, 4)sposób uwzględniania w kalkulacji cen ciepła ustalanych w taryfach przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w ust. 1, kosztów realizacji obowiązku zakupu ciepła, o którym mowa w ust. 1, 5)sposób załatwiania reklamacji w zakresie przyłączania do sieci ciepłowniczej rąc pod uwagę politykę energetyczną państwa, bezpieczeństwo pracy sieci ciepłowniczych, potrzebę ochrony środowiska naturalnego, cele gospodarcze i społeczne, w tym ochronę interesów odbiorców ciepła lub chłodu, a także udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania ciepła lub chłodu z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy, jak również potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.”;	Przedmiotem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację celu zwiększenia udziału energii odnawialnej w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa.

	Art. 1 pkt 97 Art. 118 otrzymuje brzmienie: „Art. 118. Operator systemu przesyłowego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego gazowego, w obszarze swojego działania, na zasadach wynikających z zawartej umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji, świadczą usługę przesyłania lub dystrybucji biometanu spełniającego parametry jakościowe dla paliw gazowych wprowadzanych do sieci, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, wytwarzanego w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej do sieci danego operatora.”	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 98 Tytuł rozdziału 5 otrzymuje brzmienie: „Rozdział 5 **Gwarancje pochodzenia**”	Zmiana o charakterze porządkowym.
	Art. 1 pkt 99 lit. c W art. 120 dodaje się ust. 4-10 w brzmieniu: (…) 10. W celu wydania gwarancji pochodzenia dla ciepła albo chłodu dopuszcza się określenie ilości ciepła albo chłodu wprowadzonych do sieci metodą proporcjonalną w stosunku do ilości ciepła albo chłodu wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii określonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych na granicy bilansowej poszczególnych urządzeń wytwórczych wchodzących w skład danego źródła ciepła albo chłodu.”	Zmiany porządkujące w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.
	Art. 1 pkt 100 lit. a W art. 121: a)ust. 1–3 otrzymują brzmienie: „1. Gwarancje pochodzenia wydaje się na pisemny wniosek wytwórcy energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu lub biogazu rolniczego, wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem mikroinstalacji, zwany dalej „wnioskiem o wydanie gwarancji pochodzenia”. 2. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku: 1)energii elektrycznej: a)wytworzonej i wprowadzonej do sieci – składa się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, b)w pozostałych przypadkach, w tym w przypadku połączenia instalacji odnawialnego źródła energii z linią bezpośrednią w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne, lub gdy energia elektryczna wytworzona w tej instalacji jest dostarczana bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny lub biometan – składa się do jednostki posiadającej akredytację Polskiego	Zmiany porządkujące w obszarze gwarancji pochodzenia w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.

	Centrum Akredytacji w zakresie potwierdzania danych oraz informacji zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, zwanej dalej „jednostką akredytowaną”, 2)biometanu – składa się do operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego, na których obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii i do których sieci został wprowadzony biometan, a w przypadku wytworzenia i transportu biometanu środkami transportu innymi niż sieci gazowe lub wykorzystania biometanu do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu – do jednostki akredytowanej, 3) biogazu lub biogazu rolniczego transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe – składa się do jednostki akredytowanej, 4) ciepła albo chłodu – składa się do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła albo chłodu, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, a w przypadku gdy wniosek dotyczy ciepła albo chłodu wytworzonych przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła albo chłodu – do jednostki akredytowanej, 5)wodoru odnawialnego – składa się do operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego, a w przypadku transportu środkami transportu innymi niż sieci gazowe – do jednostki akredytowanej–w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytwarzania objętej tym wnioskiem ilości odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, biogazu lub biogazu rolniczego, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego. 3. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia zawiera: 1)oznaczenie wytwórcy odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego; 2)określenie lokalizacji, rodzaju oraz: a)łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii, w której została wytworzona energia elektryczna albo ciepło albo chłód, lub b)rocznej wydajności instalacji odnawialnego źródła energii, w której został wytworzony biometan, wodór odnawialny, biogaz albo biogaz rolniczy – a także wskazywanie wykorzystywanego w tych instalacjach rodzaju lub nośnika pierwotnego energii; 3)dane dotyczące ilości wprowadzonych do sieci lub wprowadzonych w innym miejscu odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, a w przypadku energii wytworzonej w procesie konwersji energetycznej, o którym mowa w art. 120 ust. 7, również potwierdzenie przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 pkt 1, umorzenia gwarancji pochodzenia wydanej dla rodzaju lub nośnika pierwotnego energii wykorzystanego w tym procesie; 4) określenie okresu, obejmującego jeden lub więcej następujących po sobie miesięcy kalendarzowych danego roku, w którym odpowiednio energia elektryczna, biometan, ciepło albo chłód, wodór odnawialny, biogaz albo biogaz rolniczy zostały wytworzone z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, ze wskazaniem daty rozpoczęcia i zakończenia ich wytwarzania, przy czym okres ten nie może być dłuższy niż 6 miesięcy;	

	5) wskazanie, czy instalacja odnawialnego źródła energii określona w tym wniosku korzystała z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii w instalacjach odnawialnego źródła energii; 6)wskazanie daty wytworzenia po raz pierwszy odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu albo biogazu rolniczego z odnawialnych źródeł energii; 7)wskazanie rodzaju lub nośnika energii objętego tym wnioskiem oraz odnawialnego źródła energii, z których ta energia została wytworzona; 8)unikalny numer identyfikacyjny instalacji generowany przez internetową platformę aukcyjną, o której mowa w art. 78 ust. 6, o ile został nadany.”	
	Art. 1 pkt 100 lit. b W art. 121 po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu: „3a. W przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, w której zostało wytworzone ciepło albo chłód, przez łączną moc zainstalowaną, o której mowa w ust. 3 pkt 2 lit. a, rozumie się łączną moc znamionową wszystkich urządzeń wytwórczych zainstalowanych w danej instalacji odnawialnego źródła energii, podawaną przez producenta na tabliczce znamionowej każdego urządzenia wytwórczego, a w przypadku braku tabliczki znamionowej – maksymalną trwałą moc osiągalną cieplną albo chłodniczą danej instalacji odnawialnego źródła energii wynikającą z dokumentacji techniczno-ruchowej każdego urządzenia wytwórczego zainstalowanego w tej instalacji.”	Zmiany porządkujące w obszarze gwarancji pochodzenia w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.
	Art. 1 pkt 100 lit. c W art. 121 w ust. 4 skreśla się wyrazy „oraz innych dokumentów potwierdzających wydanie gwarancji pochodzenia”	Zmiany porządkujące w obszarze gwarancji pochodzenia w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.
	Art. 1 pkt 100 lit. e W art. 121 dodaje się ust. 7–11 w brzmieniu: „7. Na potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości biometanu, w celu wydania gwarancji pochodzenia, przyjmuje się w przypadku biometanu: 1)wprowadzanego do sieci gazowej – ilość potwierdzoną przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego, do którego sieci został wprowadzony biometan, 2) wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe lub wykorzystywanego do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu – wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytworzonego biometanu, miejsce dokonywania pomiarów ilości oraz sposób przeliczania ilości wytworzonego biometanu na ilość energii wyrażoną w MWh, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 62. 8. Na potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości ciepła albo chłodu wytworzonych i wprowadzonych do sieci ciepłowniczej albo chłodniczej, w celu wydania gwarancji pochodzenia, przyjmuje się wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytworzonego ciepła albo chłodu w instalacjach	Zmiany porządkujące w obszarze gwarancji pochodzenia w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.

	odnawialnego źródła energii, w tym sposób przeliczania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu na ilość energii wyrażoną w MWh, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 61. 9. Na potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości biogazu lub biogazu rolniczego wytworzonych w instalacji odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe, w celu wydania gwarancji pochodzenia, przyjmuje się wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu lub biogazu rolniczego, miejsca dokonywania pomiarów ilości biogazu lub biogazu rolniczego oraz sposób przeliczania tych ilości na ilość energii wyrażoną w MWh, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 62. 10. Na potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości wodoru odnawialnego wytworzonego z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii i transportowanego środkami transportu innego niż sieci gazowe, w celu wydania gwarancji pochodzenia, przyjmuje się wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego, miejsca dokonywania pomiarów ilości wodoru odnawialnego oraz sposób przeliczania ilości wodoru odnawialnego na ilość energii wyrażoną w MWh, weryfikowane przez jednostkę akredytowaną, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 62a. 11. Polskie Centrum Akredytacji: 1)we współpracy z ministrem właściwym do spraw klimatu opracowuje i publikuje szczegółowy program akredytacji jednostek akredytowanych oraz aktualizuje ten program w miarę potrzeb, uwzględniając w szczególności wnioski z jego bieżącej realizacji; 2)przekazuje Prezesowi URE informację o jednostkach akredytowanych, którym udzielono akredytacji, ograniczono zakres akredytacji, zawieszono albo cofnięto akredytację w terminie 14 dni odpowiednio od dnia jej udzielenia, ograniczenia, zawieszenia albo cofnięcia.”	
	Art. 1 pkt 103 lit. a W ust. 1 w pkt 2 po wyrazie „finansowymi” skreśla się wyrazy „- organizujący obrót gwarancjami pochodzenia”	Zmiany porządkujące w obszarze gwarancji pochodzenia w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.
	Art. 1 pkt 105 W art. 125 w ust. 1 w pkt 1 skreśla się wyrazy „operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego”	
	Art. 1 pkt 106 w rozdziale 5 po art. 125 dodaje się art. 125a i art. 125b w brzmieniu: (…) Art. 125b. Określone przez Prezesa URE koszty budowy, utrzymania, rozbudowy i modyfikacji systemu teleinformatycznego służącego realizacji zadań Prezesa URE, o których mowa w niniejszym rozdziale, w tym jego dostosowania do wymagań określonych w normie CEN–EN 16325 i standardów stowarzyszenia Association of Issuing Bodies, pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, ze środków opłaty OZE, na podstawie dyspozycji Prezesa URE.”	
	Art. 1 pkt 107 Tytuł rozdziału 6 otrzymuje brzmienie: „Rozdział 6 **Informacja statystyczna w zakresie energii ze źródeł odnawialnych**”	Zmiana ma na celu doprecyzowanie regulacji dotyczących krajowego celu w zakresie udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto.

	Art. 1 pkt 108 Uchyla się art. 126 i 127	
	Art. 1 pkt 109 Po art. 127 dodaje się art. 127a i art. 127b w brzmieniu: „Art. 127a. Krajowy cel w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto, zwany dalej „krajowym celem OZE", określa zintegrowany krajowy plan na rzecz energii i klimatu oraz jego aktualizacja, o których mowa w art. 15ab ustawy – Prawo energetyczne. Art. 127b. Działania promujące i ułatwiające rozwój: 1)obywatelskich społeczności energetycznych prowadzących działalność wyłącznie w zakresie odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 11zi ustawy – Prawo energetyczne, 2)prosumentów energii odnawialnej, prosumentów zbiorowych energii odnawialnej oraz prosumentów wirtualnych energii odnawialnej – wykazuje się w zintegrowanym krajowym planie na rzecz energii i klimatu oraz jego aktualizacji oraz w sprawozdaniach z postępów w dziedzinie energii i klimatu, o których mowa w art. 15ab ustawy – Prawo energetyczne."	
	Art. 1 pkt 110 lit. a W art. 128 ust. 4a otrzymuje brzmienie: „4a. Zadania ministra właściwego do spraw gospodarki wodnej obejmują: 1) opracowywanie we współpracy z ministrem właściwym do spraw rozwoju wsi analiz w zakresie określenia szacunkowego wpływu wytwarzania biokomponentów i biopłynów na zasoby wodne oraz na jakość wody i gleby; 2) współpracę z ministrem właściwym do spraw klimatu w zakresie opracowywania rozwiązań na rzecz funkcjonowania i rozwoju małej energetyki wodnej i monitorowanie funkcjonowania tych rozwiązań."	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 110 lit. b W art. 128 w ust. 5 pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1)monitorowanie ilości i rodzajów surowców wykorzystanych do wytwarzania biogazu rolniczego, energii elektrycznej z biogazu rolniczego, biometanu z biogazu rolniczego, biopłynów, a także biokomponentów stosowanych w paliwach transportowych;"	
	Art. 1 pkt 110 lit. c W art. 128 w ust. 6: – uchyla się pkt 1	Zmiany porządkujące w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.
	Art. 1 pkt 112 W art. 130 w ust. 1 wyrazy „celu, o którym mowa w art. 126 ust. 2 pkt 1," zastępuje się wyrazami „celu OZE"	Zmiany o charakterze porządkowym.
	Art. 1 pkt 113 lit. a W art. 131 w ust. 3 po pkt 1 dodaje się pkt 1a i 1b w brzmieniu:	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę

	„1a)rocznej wydajności biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu z biogazu w instalacjach odnawialnego źródła energii wpisanych do rejestru wytwórców biogazu, o którym mowa w art. 7 ust. 1 pkt 2;	zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 113 lit. b W art. 131 w pkt 2 skreśla się wyrazy „oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”	
	Art. 1 pkt 113 lit. c W art. 131 w pkt 3 skreśla się wyrazy „lub świadectw pochodzenia z biogazu rolniczego”	
	Art. 1 pkt 114 Art. 135 otrzymuje brzmienie: „Art. 135. Dla celów statystycznych przez energię ze źródeł odnawialnych rozumie się energię wytworzoną ze źródeł, o których mowa w art. 2 pkt 22.”	Zmiany porządkujące w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.
	Art. 1 pkt 115 lit. a W art. 136 w ust. 4 pkt 2 i część wspólna otrzymują brzmienie: „2)dyplom ukończenia studiów na kierunku związanym z kształceniem w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii albo urządzeń i instalacji sanitarnych, energetycznych, elektroenergetycznych, grzewczych, chłodniczych, cieplnych i klimatyzacyjnych lub elektrycznych –w okresie 5 lat od dnia otrzymania tych dyplomów może być wydany certyfikat, jeżeli spełnia on warunki określone w ust. 3 pkt 1 lit. a oraz w pkt 2.”	Zmiany mają na celu doprecyzowanie regulacji w obszarze warunków i trybu wydawania certyfikatów instalatorom instalacji odnawialnego źródła energii.
	Art. 1 pkt 115 lit. b W art. 136 dodaje się ust. 5 w brzmieniu: „5. W przypadku gdy instalator ubiega się o wydanie certyfikatu po 5 latach od dnia otrzymania dyplomów, o których mowa w ust. 4, certyfikat może być mu wydany, jeżeli ukończy szkolenie przypominające w terminie 12 miesięcy poprzedzających dzień złożenia wniosku o wydanie certyfikatu.”	Zmiany mają na celu doprecyzowanie regulacji w obszarze warunków i trybu wydawania certyfikatów instalatorom instalacji odnawialnego źródła energii.
	Art. 1 pkt 116 W art. 144 dodaje się ust. 3 i 4 w brzmieniu: „3. Instalator, który wnioskuje o zmianę danych certyfikatu, składa wniosek do Prezesa UDT, do którego załącza aktualny certyfikat, którego dane mają być zmienione. 4. Prezes UDT opracowuje i zamieszcza w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Dozoru Technicznego wzór wniosku o zmianę danych certyfikatu.”	
	Art. 1 pkt 117 W art. 155 ust. 4 otrzymuje brzmienie: „4. Nadanie odwołania w polskiej placówce pocztowej operatora pocztowego w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 23 listopada 2012 r. – Prawo pocztowe (Dz. U. z 2022 r. poz. 896, 1933 i 2042), w placówce podmiotu zajmującego się doręczaniem korespondencji na terenie Unii Europejskiej, złożenie go w polskim	

	urzędzie konsularnym albo wysłanie na adres do doręczeń elektronicznych, o którym mowa w art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 18 listopada 2020 r. o doręczeniach elektronicznych (Dz. U. z 2023 r. poz. 285), jest równoznaczne z wniesieniem go do Komitetu.”	
	Art. 1 pkt 118 W art. 156 dodaje się ust. 3 w brzmieniu: „3. W przypadku gdy w wyniku ponownego rozpoznania sprawy Prezes UDT podtrzyma: 1)odmowę wydania certyfikatu, 2)cofnięcie certyfikatu, 3)odmowę przedłużenia ważności certyfikatu, 4)odmowę udzielenia akredytacji, 5)cofnięcie akredytacji – osobie lub podmiotowi przysługuje skarga do sądu administracyjnego, którą wnosi się za pośrednictwem Prezesa UDT, w terminie 30 dni od dnia doręczenia zawiadomienia o oddaleniu odwołania. W postępowaniu przed sądem stosuje się odpowiednio przepisy o zaskarżaniu do sądu decyzji.”	
	Art. 1 pkt 119 W art. 157 w ust. 1 po pkt 4 dodaje się pkt 4a w brzmieniu: „4a) zmianę danych certyfikatu, wynoszącą 50 złotych za każdy wydany certyfikat ze zmienionymi danymi;	
	Art. 1 pkt 121 W art. 161 w ust. 5 iw art. 164 w ust. 2 wyrazy „celu, o którym mowa w art. 126 ust. 2 pkt 1” zastępuje się wyrazami „celu OZE”;	Zmiany o charakterze porządkowym.
	Art. 1 pkt 122 W art. 162 wyrazy „celu określonego w art. 126 ust. 2 pkt 1” zastępuje się wyrazami „celu OZE”;	Zmiany o charakterze porządkowym.
	Art. 1 pkt 123 lit. a W art. 163 w ust. 1 wyrazy „celu, o którym mowa w art. 126 ust. 2 pkt 1” zastępuje się wyrazami „celu OZE”,	Zmiany o charakterze porządkowym.
	Art. 1 pkt 123 lit. b W art. 163 ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Warunkiem osiągnięcia krajowego celu OZE jest realizacja zobowiązania stron umowy, o której mowa w art. 161 ust. 2, do przekazywania Komisji Europejskiej informacji o transferze statystycznym.”,	
	Art. 1 pkt 123 lit. c W art. 163 w ust. 3 w pkt 1 i 2 wyrazy „krajowego celu” zastępuje się wyrazami „krajowego celu OZE”;	Zmiany o charakterze porządkowym.
	Art. 1 pkt 124 lit. a W art. 165 w ust. 3 w pkt 3 i 4 oraz w ust. 5 w pkt 3 i 4 i w art. 166 w części wspólnej wyrazy „krajowego celu” zastępuje się wyrazami „krajowego celu OZE”	Zmiany o charakterze porządkowym.
	Art. 1 pkt 124 lit. b W art. 165 w ust. 4 wyrazy „celu, o którym mowa w art. 126 ust. 2 pkt 1” zastępuje się wyrazami „celu OZE”	Zmiany o charakterze porządkowym.

	Art. 1 pkt 125 W art. 166 w części wspólnej wyrazy „krajowego celu” zastępuje się wyrazami „krajowego celu OZE”	Zmiany o charakterze porządkowym.
	Art. 1 pkt 126 lit. a W art. 167 w ust. 1 wyrazy „celu, o którym mowa w art. 126 ust. 2 pkt 1,” zastępuje się wyrazami „celu OZE”	Zmiany o charakterze porządkowym.
	Art. 1 pkt 126 lit. b W ust. 2 wyrazy „krajowego celu” zastępuje się wyrazami „krajowego celu OZE”	Zmiany o charakterze porządkowym.
	Art. 1 pkt 127 lit. a W art. 168 w pkt 1 skreśla się wyrazy „lub świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego”	Celem niniejszego fragmentu jest głównie stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 1 pkt 127 lit. b W art. 168 pkt 5 pkt 5 otrzymuje brzmienie: „5)przedkłada Prezesowi URE wniosek o wydanie świadectwa pochodzenia, o którym mowa w art. 45 ust. 1, zawierający dane, informacje lub oświadczenia niezgodne ze stanem faktycznym;”	
	Art. 1 pkt 127 lit. c W art. 168 pkt 7 otrzymuje brzmienie: „7)nie przestrzega obowiązku świadczenia usługi przesyłania lub dystrybucji biometanu, o którym mowa w art. 118;”	
	Art. 1 pkt 127 lit. d W art. 168 w pkt 11 po wyrazach „o którym mowa w art. 9 ust. 1 pkt 7,” dodaje się wyrazy „lub ust. 1a pkt 6”	
	Art. 1 pkt 127 lit. e W art. 168 w pkt 11b po wyrazach „w art. 70b ust. 3 pkt 6” dodaje się wyrazy „albo w art. 83m ust. 3 pkt 6”	
	Art. 1 pkt 127 lit. f w art. 168 w pkt 14 po wyrazach „o którym mowa w art. 7” dodaje się wyrazy „pkt 1”	
	Art. 1 pkt 127 lit. g Wart. 168 po pkt 14 dodaje się pkt 14a w brzmieniu: 14a) wytwarza biogaz na potrzeby biometanu lub wytwarza biometan z biogazu bez wpisu do rejestru wytwórców biogazu, o którym mowa w art. 7 pkt 2, lub niezgodnie z treścią tego wpisu;”, Art. 1 pkt 127 lit. h W art. 168 pkt 15 otrzymuje brzmienie: „15)po wypełnieniu zobowiązania, o którym mowa w: a)art. 79 ust. 3 pkt 8, albo po wypełnieniu tego zobowiązania z uwzględnieniem przedłużenia terminu, o którym mowa w art. 79a ust. 1, dokonał sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu	

	aukcyjnego poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83 ust. 2, lub b)art. 83h ust. 3 pkt 5, dokonał sprzedaży energii elektrycznej w ramach aukcji na wsparcie operacyjne poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie, w okresie rozliczeniowym wskazanym w art. 83f –z wyłączeniem przypadków, w których do wytworzenia energii nie doszło w następstwie okoliczności, o których mowa w art. 83 ust. 3b;”	
	Art. 1 pkt 127 lit. i W art. 168 pkt 16 otrzymuje brzmienie: „16) nie przekazuje w terminie Prezesowi URE informacji, o której mowa w art. 39 ust. 7 i 9, art. 39a ust. 7 i 9, art. 70b ust. 11a, art. 83 ust. 1 pkt 2, art. 83m ust. 11, art. 83q ust. 6 i 8, lub przekazuje nieprawdziwą informację;”	Celem regulacji jest doprecyzowanie terminu i informacji przekazywanych do Prezesa URE.
	Art. 1 pkt 127 lit. j W art. 168 po pkt 16 dodaje się pkt 16a w brzmieniu: „16a) nie przekazuje w terminie Prezesowi URE oświadczeń lub dokumentów, o których mowa w art. 70b ust. 11b pkt 1 i 2 i art. 83 ust. 1 pkt 4 lit. a i b, lub opinii, o których mowa w art. 70b ust. 11b pkt 3 i art. 83 ust. 1 pkt 4 lit. c;”	
	Art. 1 pkt 127 lit. k W art. 168 w pkt 20 po wyrazach „wytwarza biogaz rolniczy” dodaje się wyrazy „lub biometan z biogazu rolniczego”	Zmiana o charakterze porządkowym.
	Art. 1 pkt 127 lit. l W art. 168 dodaje się pkt 27 w brzmieniu: „27)nie przekazuje Prezesowi URE sprawozdania, o którym mowa w art. 38ad ust. 1, albo uzupełnionego sprawozdania, w terminie określonym w art. 38ad ust. 3.”	Celem regulacji jest doprecyzowanie terminu i informacji przekazywanych do Prezesa URE.
	Art. 1 pkt 128 w art. 169 w ust. 1 w pkt 1 wyrazy „i 26” zastępuje się wyrazami „i 27”	Zmiana o charakterze porządkowym.
	Art. 1 pkt 129 lit. a W art. 170 ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach określonych w art. 168 pkt 1–5, 7, 9a, 10 oraz 11a nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego podmiotu, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna jest związana z działalnością gospodarczą wykonywaną na podstawie koncesji albo wpisu do rejestru działalności regulowanej, wysokość kary nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z prowadzonej działalności koncesjonowanej albo działalności wykonywanej na podstawie wpisu do rejestru działalności regulowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.”	Zmiany mające na celu doprecyzowanie kwestii nakładania kary pieniężnej przez Prezesa URE.
	Art. 1 pkt 129 lit. b W art. 170 po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: 2a. W przypadku gdy przed wydaniem decyzji o nałożeniu kary pieniężnej w zakresie nieprzestrzegania obowiązku, w przypadku określonym w art. 168 pkt 1, z jakichkolwiek przyczyn nie można ustalić	Zmiany mające na celu doprecyzowanie kwestii nakładania kary pieniężnej przez Prezesa URE.

	przychodu za rok kalendarzowy poprzedzający rok nałożenia kary pieniężnej lub dokonanie tych ustaleń jest znacząco utrudnione, Prezes URE, nakładając karę pieniężną, uwzględnia ostatni ustalony przychód wynikający z prowadzonej działalności koncesjonowanej albo działalności wykonywanej na podstawie wpisu do rejestru działalności regulowanej osiągnięty przez ten podmiot.”	
	Art. 1 pkt 129 lit. c W art. 170 w ust. 3 wyrazy „pkt 6–8” zastępuje się wyrazami „pkt 6 i 8”	Zmiana o charakterze porządkowym.
	Art. 1 pkt 129 lit. d W art. 170 w ust. 4: – w pkt 1 skreśla się wyraz „11a”, – pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2)pkt 11, 11b, 12, 14, 14a, 16, 16a i 18, wynosi 1000 zł;”,	
	Art. 1 pkt 129 lit. e W art. 170 ust. 6 otrzymuje brzmienie: „6. Wysokość kary pieniężnej wymierzanej w przypadku, o którym mowa w: 1) art. 168 pkt 15 lit. a, oblicza się według wzoru: $Ko = 0{,}5 \times [\mathrm{Csz} \times (E_{OA} - E_{WA})]$, gdzie poszczególne symbole oznaczają: K_O – wysokość kary pieniężnej wyrażoną w złotych, Csz – cenę skorygowaną, wyrażoną w zł za MWh, zwaloryzowaną zgodnie z art. 92 ust. 10, stanowiącą cenę zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 92 ust. 1, lub podstawę wypłaty ujemnego salda obliczonego zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3, w wysokości obowiązującej wytwórcę w ostatnim dniu okresu rozliczeniowego, o którym mowa w art. 83 ust. 2, E_{OA} – ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, jaką wytwórca zobowiązał się wytworzyć, wprowadzić do sieci i sprzedać po zamknięciu sesji aukcji, w okresie rozliczeniowym określonym w art. 83 ust. 2, wyrażoną w MWh, E_{WA} – ilość sprzedanej w ramach systemu aukcyjnego energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie rozliczeniowym określonym w art. 83 ust. 2, wyrażoną w MWh; 2) art. 168 pkt 15 lit. b, oblicza się według wzoru: $K_O = 0{,}5\,[Co \times (E_{OA} - E_{WA})]$, gdzie poszczególne symbole oznaczają: K_O – wysokość kary pieniężnej wyrażoną w złotych, C_O – cenę operacyjną, wyrażoną w zł za MWh, o której mowa w art. 83h ust. 3 pkt 3, obowiązującą na dzień złożenia oferty, o której mowa w art. 83h ust. 2, E_{OA} – ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, jaką wytwórca zobowiązał się wytworzyć, wprowadzić do sieci i sprzedać po zamknięciu sesji aukcji na wsparcie operacyjne, w okresie rozliczeniowym określonym w art. 83e ust. 2, wyrażoną w MWh, E_{WA} – ilość sprzedanej w ramach aukcji na wsparcie operacyjne energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie rozliczeniowym określonym w art. 83e ust. 2, wyrażoną w MWh.”	Wprowadzono przepisy nakładające kary pieniężne dla podmiotów prowadzących działalność gospodarczą bez wpisu do rejestru wytwórców biogazu.

	Art. 1 pkt 129 lit. f W art. 170 ust. 7 otrzymuje brzmienie: „7. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach określonych w art. 168: 1)pkt 20, 21, 24 i 25 – wynosi 10 000 złotych; 2)pkt 22 i 23 – wynosi 1000 złotych; 3)pkt 27 – wynosi 1000 złotych za każdy 1 MW łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne należących do członków tego klastra energii.”	Zmiany mają na celu doprecyzowanie określenia wysokości kary pieniężnej.
	Art. 1 pkt 130 W art. 174 w ust. 2 skreśla się wyrazy „ ,zanim organy, o których mowa w art. 169 ust. 1, powzięły o tym wiadomość”	Zmiana o charakterze porządkowym.
	Art. 1 pkt 131 W art. 184h w ust. 1 skreśla się wyrazy „przy czym ilość i wartość tej energii elektrycznej obejmuje ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wynikającą z przeliczenia biogazu rolniczego, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 62”	Z uwagi na zmianę art. 62 dotyczącego delegacji ministra do spraw klimatu do wydania rozporządzenie do potwierdzania danych istnieje konieczność dostosowania brzmienia przepisów dot. długoletniej perspektywy ogłaszania rozporządzenia dot. maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji – art. 184h ustawy, w tym odpowiednich przepisów utrzymujących w mocy wydane rozporządzenie.
	Art. 1 pkt 132 W rozdziale 10a po art. 184j dodaje się art. 184k–184n w brzmieniu: „Art. 184k. 1. Do dnia 31 grudnia 2029 r., w odniesieniu do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez członków tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego, o którym mowa w art. 184m ust. 3:	Odpowiedni dobór odnawialnych i innych źródeł wytwarzania energii w ramach kooperatyw energetycznych, takich jak m.in. klastry energii może lokalnie zapewnić samowystarczalność i tym samym bezpieczeństwo energetyczne. Takie podejście wymagać będzie zmiany dotychczasowego rynku produkcji i dystrybucji energii oraz wdrażania nowych modeli rynkowych dopuszczających m.in. takie cechy jak: moc, dyspozycyjność, lokalizacja wytwórcy, lokalizacja odbiorcy, czy charakterystyka zapotrzebowania. Aby zapewnić możliwość wdrażania oczekiwanych zmian, w kolejnych latach powinny być wspierane tworzenie i rozwój klastrów energii, a także spółdzielni energetycznych i innych form współpracy energetycznej na poziomie lokalnym.

	1)nie nalicza się i nie pobiera się od członków klastra energii opłaty: a)OZE, b) kogeneracyjnej w rozumieniu art. 60 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji; 2)w przypadku gdy ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej: a) przekroczy 60% zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii – operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 95% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, b)przekroczy 70% zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii – operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 90% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, c) przekroczy 80% zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii – operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 85% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, d) przekroczy 90% zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii – operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 80% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, e) wyniesie 100% zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii – operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 75% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii; 3)do sprzedawcy nie stosuje się obowiązków, o których mowa w art. 52 ust. 1 oraz w art. 10 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166). 2. Opłata za świadczenie usługi dystrybucji, której wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, oznacza składnik zmienny stawki sieciowej i stawki jakościowej, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne. 3. Koszty naliczania opłat za świadczenie usług dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, w zakresie składnika zmiennego stawki sieciowej stanowią uzasadnione koszty działalności operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w części, w jakiej nie zostały one zrekompensowane korzyściami dla tego operatora w następstwie spełnienia przez członka klastra energii wymogów, o których mowa w ust. 1 pkt 2, a w zakresie stawki jakościowej stanowią uzasadnione koszty działalności operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. 4.Członkowie klastra energii, którzy korzystają z rozliczeń na podstawie art. 4 ust. 1, nie mogą korzystać z rozliczeń, o których mowa w ust. 1. 5. Decyzja, o której mowa w art. 38ac ust. 12, skutkuje utratą przez członków klastra energii prawa do korzystania z rozliczeń, o których mowa w ust. 1. Art. 184l. 1. Do dnia 31 grudnia 2026 r. członkowie klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, mogą korzystać z rozliczeń, o których mowa w art. 184k ust. 1, w przypadku gdy:	

	1)co najmniej 30% energii elektrycznej wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej w ramach tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii oraz 2) łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne wskazanych we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 5, nie przekracza 150 MW energii elektrycznej i umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz 3)łączna moc zainstalowana elektryczna magazynów energii wskazanych we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 5, wynosi co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne wskazanych w tym wniosku. 2. Od dnia 1 stycznia 2027 r. do dnia 31 grudnia 2029 r. członkowie klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, mogą korzystać z rozliczeń, o których mowa w art. 184k ust. 1, oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 184m ust. 1, w przypadku gdy: 1)co najmniej 50% energii elektrycznej wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej w ramach tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii oraz 2)łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne wskazanych we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 5, nie przekracza 150 MW i umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw energii elektrycznej do członków tego klastra energii, oraz 3)łączna moc zainstalowana elektryczna magazynów energii wskazanych we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 5, wynosi co najmniej 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne wskazanych w tym wniosku. 3. W celu skorzystania z rozliczeń, o których mowa w art. 184k, koordynator klastra energii składa wniosek do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz do sprzedawcy o zmianę dotychczasowej lub zawarcie nowej umowy ze wszystkimi członkami klastra energii w celu uwzględnienia w tej umowie rozliczeń, o których mowa w art. 184k ust. 1. 4. Do wniosków, o których mowa w ust. 3, koordynator klastra energii dołącza oświadczenie o: 1)rocznym zapotrzebowaniu członków klastra energii na energię elektryczną określonym na podstawie danych pomiarowych z roku poprzedzającego rok złożenia tego oświadczenia, a w przypadku braku takich danych – o rocznym szacunkowym zapotrzebowaniu na energię elektryczną; 2)spełnieniu warunków określonych w: a)ust. 1 – w przypadku złożenia wniosków przed dniem 1 stycznia 2027 r., b)ust. 2 – w przypadku złożenia wniosków po dniu 31 grudnia 2026 r. 5. W przypadku złożenia kompletnego wniosku, o którym mowa w ust. 3, sprzedawca zawiera nowe lub zmienia dotychczasowe umowy z członkami klastra energii w terminie 60 dni od dnia złożenia tego wniosku. Art. 184m. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględnia w rozliczeniach za świadczenie usług dystrybucji obejmujących okres do dnia 31 grudnia 2029 r. zasady naliczania składników opłat, o których mowa w art. 184k ust. 1, dla członków klastra energii, z zachowaniem	

	proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej. 2. Sprzedawca dokonuje rozliczenia, o którym mowa w art. 184k ust. 1, członków klastra energii z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej. 3. Okresem rozliczeniowym w przypadkach, o których mowa w ust. 1 i 2, jest miesiąc kalendarzowy. 4. Koordynator klastra energii prowadzi rejestr rozliczeń, o których mowa w ust. 1 i 2.” Art. 184n. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, w terminie do dnia 30 września 2025 r. maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r., biorąc pod uwagę: 1) politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział energii i paliw wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie; 2)bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jak również zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych; 3)potrzebę ochrony środowiska naturalnego, w tym zmniejszenia zanieczyszczenia azotem pochodzenia rolniczego, a także redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu; 4)potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi; 5)cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy; 6)potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.”;	
	Art. 2. W ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2023 r. poz. 682 i 553) wprowadza się następujące zmiany: 1) w odnośniku nr 1 do ustawy w pkt 3 wyrazy „Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, z późn. zm.)” zastępuje się wyrazami „Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, z późn. zm.).”	Przepis o charakterze porządkowym.
	Art. 3 pkt 1 lit. a W art. 3 w pkt 3a wyrazy „biogaz rolniczy” zastępuje się wyrazami „biometan i biogaz rolniczy”	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego
	Art. 3 pkt 3 lit. a W art. 7 po ust. 1d dodaje się ust. 1e w brzmieniu: „1e. W przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków	

	przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wskazuje wnioskodawcy najbliższą lokalizację alternatywną, jeżeli przyłączenie w tej lokalizacji spełnia warunki techniczne i ekonomiczne.”	celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 3 pkt 3 lit. b W art. 7 po ust. 3d dodaje się ust. 3da w brzmieniu: „3da. Wniosek o określenie warunków przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, która będzie wytwarzać energię elektryczną w ramach spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, oprócz informacji, o których mowa w ust. 3b, zawiera również informacje o zarejestrowaniu danej spółdzielni energetycznej w rejestrze przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego oraz o punktach poboru energii, do których będzie dostarczana energia.”	Odpowiedni dobór odnawialnych i innych źródeł wytwarzania energii w ramach kooperatyw energetycznych, takich jak m.in. klastry energii może lokalnie zapewnić samowystarczalność i tym samym bezpieczeństwo energetyczne. Takie podejście wymagać będzie zmiany dotychczasowego rynku produkcji i dystrybucji energii oraz wdrażania nowych modeli rynkowych dopuszczających m.in. takie cechy jak: moc, dyspozycyjność, lokalizacja wytwórcy, lokalizacja odbiorcy, czy charakterystyka zapotrzebowania. Aby zapewnić możliwość wdrażania oczekiwanych zmian, w kolejnych latach powinny być wspierane tworzenie i rozwój klastrów energii, a także spółdzielni energetycznych i innych form współpracy energetycznej na poziomie lokalnym.
	Art. 3 pkt 3 lit. c W art. 7 po ust. 8d[13] dodaje się ust. 8d[14]–8d[16] w brzmieniu: „8d[14]. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej nie może odmówić wydania warunków przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii, która będzie wytwarzać energię elektryczną w ramach spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, jeżeli: 1) o przyłączenie ubiega się podmiot będący członkiem spółdzielni, którego instalacja będzie wytwarzać energię elektryczną na potrzeby odbiorców końcowych spółdzielni energetycznej:	Odpowiedni dobór odnawialnych i innych źródeł wytwarzania energii w ramach kooperatyw energetycznych, takich jak m.in. klastry energii może lokalnie zapewnić samowystarczalność i tym samym bezpieczeństwo energetyczne. Takie podejście wymagać będzie zmiany dotychczasowego rynku produkcji i dystrybucji energii oraz wdrażania nowych modeli rynkowych dopuszczających m.in. takie cechy jak: moc, dyspozycyjność, lokalizacja wytwórcy, lokalizacja odbiorcy, czy charakterystyka zapotrzebowania. Aby zapewnić możliwość wdrażania oczekiwanych zmian, w kolejnych latach powinny być wspierane tworzenie i rozwój klastrów energii, a także spółdzielni energetycznych i innych form współpracy energetycznej na poziomie lokalnym.

	a)zasilanych z jednej i tej samej stacji transformatorowej przetwarzającej średnie napięcie na niskie napięcie co ten podmiot, lub b)zasilanych z więcej niż jednej stacji transformatorowej przetwarzającej średnie napięcie na niskie napięcie lub zasilanych z sieci średniego napięcia, które są ze sobą bezpośrednio połączone, do której będzie podłączony ten podmiot; 2)łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii, które będą wytwarzać energię elektryczną na potrzeby odbiorców końcowych, o których mowa w pkt 1: a)nie jest większa niż 80% łącznej mocy określonej w wydanych warunkach przyłączenia lub w umowach o przyłączenie do sieci dla tych odbiorców końcowych, b)umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw energii elektrycznej do tych odbiorców końcowych. 8d[15]. W przypadku gdy instalacja, o której mowa w ust. 8d[14], nie będzie wytwarzać energii elektrycznej na potrzeby odbiorców końcowych należących do danej spółdzielni energetycznej, wydane warunki przyłączenia tej instalacji tracą ważność, a przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej niezwłocznie odłącza tę instalację od sieci. 8d[16]. Ponowne przyłączenie instalacji do sieci dystrybucyjnej jest możliwe po uzyskaniu warunków przyłączenia na zasadach określonych w ust. 1.”	
	Art. 3 pkt 4 lit. b W art. 7b uchyla się ust. 3a i 3b	Celem proponowanych przepisów jest uregulowanie obowiązku przyłączania oraz prawa do odłączenia od systemu ciepłowniczego w sposób symetryczny W dodanym ust. 5 art. 7b ustawy – Prawo energetyczne nakłada się obowiązek sprawozdawczy na przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność gospodarczą przesyłania i dystrybucji ciepła przekazywania sprawozdania Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii, dotyczącego kryteriów spełnienia statusu efektywnego systemu ciepłowniczego określonego poprzez art. 7b ust. 4 ww. ustawy oraz wartości współczynnika nakładu energii pierwotnej w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej. W związku z przyjęciem w Polityce energetycznej Polski do 2040 r. celu osiągnięcia 85% udziału efektywnych
	Art. 3 pkt 4 lit. c W art. 7b po ust. 3b po ust. 3b dodaje się ust. 3c – 3g w brzmieniu: po ust. 3b dodaje się ust. 3c–3g w brzmieniu: „3c. Spełnienie warunków, o których mowa w ust. 3, stwierdza się na podstawie audytu, przy czym: 1) współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej, o którym mowa w ust. 3 pkt 1, określa się zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 15 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków (Dz. U. z 2021 r. poz. 497 oraz z 2022 r. poz. 2206); 2) w odniesieniu do obiektów zasilanych z więcej niż jednego indywidualnego źródła ciepła, na potrzeby określenia współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej, o którym mowa w ust. 3 pkt 1, dla całości ciepła dostarczanego do obiektu, stosuje się metodologię zawartą w przepisach wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej. 3d. Audyt, o którym mowa w ust. 3c, może sporządzić osoba, która spełnia warunki, o których mowa w art. 17 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków. (…)	

	3f. W przypadku rozwiązania umowy, o którym mowa w ust. 3e, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć podmiot, o którym mowa w tym przepisie, kosztami poniesionymi bezpośrednio z powodu fizycznego odłączenia się tego podmiotu od sieci ciepłowniczej, w szczególności kosztami likwidacji elementów sieci ciepłowniczej, w tym przyłącza oraz węzła cieplnego. Art. 3 pkt 4 lit. d W art. 7b dodaje się ust. 5–8 w brzmieniu: „5. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję ciepła w danej sieci ciepłowniczej, w terminie do dnia 31 marca każdego roku: 1) przekazuje Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii sprawozdanie z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, o którym mowa w art. 7b ust. 4, za poprzedni rok kalendarzowy, zawierające: a) procentowe udziały energii z odnawialnych źródeł energii, z podaniem rodzaju odnawialnego źródła energii, ciepła odpadowego i ciepła pochodzącego z kogeneracji, w łącznej ilości ciepła dostarczonego do tego systemu ciepłowniczego w poprzednim roku kalendarzowym, b) wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej obliczonego na podstawie przepisów wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, c) sumę końcowego zużycia energii cieplnej brutto, o której mowa w art. 2 pkt 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, wytworzonej przez wszystkich wytwórców ciepła w danym	systemów ciepłowniczych w liczbie wszystkich systemów ciepłowniczych w kraju, zachodzi potrzeba monitorowania zmian, które będą wskazywać na możliwość osiągnięcia założonego celu.

	systemie ciepłowniczym wraz z ilością oraz udziałem ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego, d) nazwę oraz adres siedziby i miejsca prowadzenia działalności przedsiębiorstwa energetycznego, e) numer identyfikacji podatkowej (NIP) przedsiębiorstwa energetycznego i numery posiadanych przez to przedsiębiorstwo koncesji, f) dane dotyczące lokalizacji systemu ciepłowniczego, którego dotyczy sprawozdanie, liczby przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się w tym systemie przesyłaniem i dystrybucją ciepła zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego oraz liczby źródeł ciepła w tym systemie, g) podpis osoby upoważnionej; 2) publikuje na swojej stronie internetowej informacje, o których mowa w pkt 1 lit. a–c. 6. Przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej przekazuje przedsiębiorstwu energetycznemu, do którego sieci jest przyłączone, informacje niezbędne do realizacji obowiązku, o którym mowa w ust. 5, w terminie do dnia 31 stycznia każdego roku za rok poprzedni. 7. Przepis ust. 6 stosuje się także do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła, którego sieć ciepłownicza jest przyłączona do innej sieci ciepłowniczej, w odniesieniu do ciepła przesyłanego z sieci tego przedsiębiorstwa do innej sieci. 8. Minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określi, w drodze rozporządzenia, wzór sprawozdania, o którym mowa w ust. 5 pkt 1, kierując się koniecznością ujednolicenia formy i sposobu jego przekazywania.”	
	Art. 3 pkt 5 W art. 9c uchyla się ust. 12	Zmiana o charakterze porządkowym.
	Art. 3 pkt 7 lit. a W art. 11y w ust. 1 w pkt 8 wyrazy „art. w 11zb ust. 6” zastępuje się wyrazami „w art. 11zb ust. 6”,	Zmiana o charakterze porządkowym.
	Art. 3 pkt 7 lit. b W art. 11y w ust. 2 pkt 9 otrzymuje brzmienie: „9) publikuje na swoich stronach internetowych informacje o wartości cen energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 7 i 8, począwszy od dnia 1 lipca 2022 r., przy czym wartość ceny, o której mowa w art. 4b ust. 6 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, jest publikowana do dnia 2 lipca 2025 r.”	Zmiana o charakterze porządkowym.
	Art. 3 pkt 8 W art. 11zb w ust. 6 we wprowadzeniu do wyliczenia wyrazy „art. 4b ust. 1” zastępuje się wyrazami „art. 4b ust. 4 pkt 1 i 2”;	Zmiana o charakterze porządkowym.
	Art. 3 pkt 9 lit. a W art. 15a ust. 1 otrzymuje brzmienie:	projekt niniejszej ustawy wprowadza zmiany do ustawy – Prawo energetyczne poprzez dodanie ust. 2 w art. 15.

	„1. Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw energii, w drodze uchwały, co 5 lat, przyjmuje politykę energetyczną państwa.”	Dodanie ust. 2 w art. 15a służy skróceniu procedury związanej z publikacją polityki energetycznej państwa, tak aby następowała w sposób przyjęty dla innych dokumentów strategicznych i programowych, tj. poprzez bezpośrednie przekazanie po przyjęciu przez Radę Ministrów do publikacji przez Rządowe Centrum Legislacji, z pominięciem dodatkowego wniosku ministra właściwego do spraw energii tj. dotychczas obowiązującej formy obwieszczenia ministra..
	Art. 3 pkt 9 lit. b W art. 15a uchyla się ust. 2;	Zmiana o charakterze porządkowym.
	Art. 3 pkt 11 W art. 23 w ust. 2w pkt 18a po wyrazach „energii elektrycznej” dodaje się wyrazy „oraz cen gazu ziemnego”	Zmiana o charakterze porządkowym
	Art. 3 pkt 13 lit. b W art. 47 po ust. 2f dodaje się ust. $2f^1$ w brzmieniu: „$2f^1$. Przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f, opracowując taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6. Odstępując od tego sposobu kalkulacji, przy opracowywaniu kolejnych taryf dla ciepła, przedsiębiorstwo to nie stosuje sposobu kształtowania cen i stawek opłat, o którym mowa w ust. 2f.”	Postuluje się możliwość dla przedsiębiorstw energetycznych kształtujących taryfy dla ciepła w sposób uproszczony przejścia na kształtowanie taryf na bazie kosztów. Wynika to przede wszystkim z inercji przenoszonych w średnich cenach ciepła, na podstawie których kształtuje się cenę referencyjną, dynamicznie zmieniających się kosztów (ostatnim przykładem mogą być koszty emisji ze względu na dynamiczny wzrost notowań cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla), co stoi w sprzeczności z ekonomicznym interesem przedsiębiorstw energetycznych. Jednak uznano, że nie może być powrotu do kształtowania taryf w sposób uproszczony. Powodowało by to możliwość lawirowania pomiędzy korzystnymi opcjami dla przedsiębiorstw energetycznych, co mogłoby naruszać interes odbiorców ciepła. Dodatkowym powodem takiego podejścia jest założenie, że duża część podmiotów posiadających źródła aktualnie nie będące jednostkami kogeneracji, w niedalekiej przyszłości, przy zachętach do transformacji, dokona ich konwersji na źródła wytwarzające ciepło w kogeneracji. Tym samym, baza niezbędna do obliczania średnich cen ciepła sukcesywnie będzie się zmniejszać.
	Art. 3 pkt 14 lit. a W art. 56 w ust. 1:	Zmiany porządkujące w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.

	–po pkt 7a dodaje się pkt 7b w brzmieniu: „7b) nie publikuje informacji lub nie przekazuje w określonym terminie sprawozdania, o którym mowa w art. 7b ust. 5 pkt 1;”, –po pkt 30m dodaje się pkt 30ma w brzmieniu: „30ma) nie przestrzega obowiązku przekazywania informacji rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii w postaci i w sposób określony w art. 11zb ust. 6.”, –w pkt 54 kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się pkt 55 w brzmieniu: „55)nie przekazuje Prezesowi URE w terminie informacji, o których mowa w art. 5 ust. 11a.”	
	Art. 3 pkt 14 lit. b W art. 56 w ust. 2h w pkt 9 wyrazy „52–54” zastępuje się wyrazami „52–55”	
	Art. 3 pkt 14 lit. c W art. 56 w ust. 3 w pkt 2 po wyrazie „7a” dodaje się wyraz „ , 7b”	
	Art. 4. W ustawie z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (Dz. U. z 2023 r. poz. 344) w art. 6 w pkt 3 po wyrazach „w tym ich składowania” dodaje się wyrazy „lub ich wykorzystania w instalacji wytwarzającej biogaz w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz.…);”	Zmiana ma charakter porządkujący
	Art. 5. W ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2022 r. poz. 2556 i 2687) w odnośniku nr 1 do ustawy w pkt 15 wyrazy „Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, z późn. zm.)” zastępuje się wyrazami „Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, z późn. zm.)”	Zmiana ma charakter porządkujący
	Art. 6. W ustawie z dnia 22 października 2004 r. o jednostkach doradztwa rolniczego (Dz. U. z 2020 r. poz. 721 oraz z 2023 r. poz. 412) po art. 11 dodaje się art. 11a w brzmieniu:	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania

	„Art. 11a. Jednostki doradztwa rolniczego, za zgodą ministra właściwego do spraw rozwoju wsi, mogą posiadać, obejmować lub nabywać udziały w spółdzielniach w rozumieniu art. 1 § 1 ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2021 r. poz. 648) oraz w spółdzielniach rolników w rozumieniu art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073), których przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub biogazu rolniczego, lub biometanu lub ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii, obrót nimi lub ich magazynowanie, dokonywane w ramach działalności prowadzonej wyłącznie na rzecz tej spółdzielni oraz jej członków. Przepisu art. 49 ust. 2 ustawy z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1634, z późn. zm.) nie stosuje się.”	emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 7. W ustawie z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków (Dz. U. z 2021 r. poz. 497 oraz z 2022 r. poz. 2206) w odnośniku nr 1 do tytułu w pkt 2 wyrazy „dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, z późn. zm.)” zastępuje się wyrazami „dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82)”	Zmiana ma charakter porządkowy.
	Art. 8. W ustawie z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073) w art. 6: 1)ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Spółdzielnia rolników może prowadzić również działalność: 1)społeczną i oświatowo-kulturalną na rzecz swoich członków i ich środowiska; jako obywatelska społeczność energetyczna, o której mowa w przepisach ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.); 3)w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub biogazu, lub biogazu rolniczego, lub biometanu, lub ciepła ze źródeł odnawialnych w instalacjach odnawialnego źródła energii, obrotu nimi lub ich magazynowania, dokonywanego w ramach działalności prowadzonej wyłącznie na rzecz tej spółdzielni oraz jej członków.”; 2)w ust. 4 po wyrazach „ust. 3” dodaje się wyrazy „pkt 1”	Definicja ma na celu wsparcie lokalnych producentów odnawialnych źródeł energii.
	Art. 9. W ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1050 i 2687) w art. 29: 1)ust. 2 i 3 otrzymują brzmienie: „2. Aukcje przeprowadza się w: 1)latach 2025, 2027, 2029 i 2031; 2)2032 r. – w przypadku określonym w ust. 5; 3)latach innych niż wymienione w pkt 1 i 2, począwszy od 2033 r., w przypadku wydania przepisów na podstawie ust. 6. 3. Maksymalna łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w kolejnych latach kalendarzowych, wynosi w: 1)2025 r. – 4 GW;	Zmiana ma na celu doprecyzowanie obszaru przeprowadzenia aukcji na sprzedaż energii z morskich farm wiatrowych.

	2)2027 r. – 4 GW; 3)2029 r. – 2 GW; 4)2031 r. – 2 GW."; 2)w ust. 5: a) wyrazy „2027 r." zastępuje się wyrazami „2031 r.", b) wyrazy „2028 r." zastępuje się wyrazami „2032 r."; 3)w ust. 7 wyrazy „2025 r. i 2027 r." zastępuje się wyrazami „2025 r., 2027 r., 2029 r. i 2031 r."	
	Art. 10. W ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093, z późn. zm.) w art. 7 pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) w art. 4 ust. 2a otrzymuje brzmienie: „2a. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, uzyskuje od operatora informacji rynku energii dane pomiarowe przekazane uprzednio do centralnego systemu informacji rynku energii przez właściwego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i podmioty odpowiedzialne za bilansowanie handlowe, obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej: 1)wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez prosumenta energii odnawialnej, rejestrowane przez liczniki zdalnego odczytu w rozumieniu art. 3 pkt 64 ustawy – Prawo energetyczne, przed sumarycznym bilansowaniem i po sumarycznym bilansowaniu ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej na wszystkich fazach instalacji elektrycznej; 2)wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez prosumenta zbiorowego energii odnawialnej przed sumarycznym bilansowaniem i po sumarycznym bilansowaniu ilości energii elektrycznej wytworzonej, rejestrowanej przez liczniki zdalnego odczytu w rozumieniu przepisów art. 3 pkt 64 ustawy – Prawo energetyczne, i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej na wszystkich fazach instalacji elektrycznej; 3)pobranej przez prosumenta wirtualnego energii elektrycznej oraz wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez instalację odnawialnego źródła energii prosumenta wirtualnego energii elektrycznej, wytworzonej w tej instalacji przez tego prosumenta, ustalonej w sposób, o którym mowa w art. 4 ust. 2 pkt 3 lit. b, na podstawie udziału prosumenta w wytwarzaniu energii odnawialnej w tej instalacji odnawialnego źródła energii i całkowitej ilości energii wytworzonej w odnawialnym źródle energii, o której mowa w art. 4 ust. 2 pkt 3 lit. b, przekazanej uprzednio do operatora informacji rynku energii przez podmioty odpowiedzialne za bilansowanie handlowe instalacji odnawialnego źródła energii, przed sumarycznym bilansowaniem i po sumarycznym bilansowaniu."	Zmiana jest związana z wprowadzeniem instytucji Operatora Informacji Rynku Energii.
	Art. 11. W ustawie z dnia 21 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 2376 oraz z 2022 r. poz. 467) w art. 5 w pkt 2 skreśla się wyrazy „i 10"	Zmiana ma charakter porządkujący.
	Art. 12. Do postępowań dotyczących prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego lub energii elektrycznej z biogazu rolniczego, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie ustawy stosuje się art. 2 pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.	Zmiana ma charakter porządkujący.

	Art. 13. Tworzy się rejestr wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 14. 1. Wytwórcy biogazu lub biometanu, którzy rozpoczęli prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie biogazu lub biometanu, polegającej na wytwarzaniu biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub na wytwarzaniu biometanu z biogazu przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, składają wniosek o wpis do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu w terminie dwóch miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. 2.Do dnia rozpatrzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wniosku, o którym mowa w ust. 1, , wytwórcy, o których mowa w ust. 1, mogą prowadzić działalność gospodarczą objętą tym wnioskiem na zasadach dotychczasowych.	
	Art. 15. 1.Tworzy się rejestr klastrów energii. 2. Członkowie klastrów energii oraz koordynatorzy klastrów energii, o których mowa w art. 2 pkt 15a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, mogą prowadzić działalność określoną w cywilnoprawnym porozumieniu, o którym mowa w art. 2 pkt 15a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, na zasadach określonych w tym porozumieniu.	Odpowiedni dobór odnawialnych i innych źródeł wytwarzania energii w ramach kooperatyw energetycznych, takich jak m.in. klastry energii może lokalnie zapewnić samowystarczalność i tym samym bezpieczeństwo energetyczne. Takie podejście wymagać będzie zmiany dotychczasowego rynku produkcji i dystrybucji energii oraz wdrażania nowych modeli rynkowych dopuszczających m.in. takie cechy jak: moc, dyspozycyjność, lokalizacja wytwórcy, lokalizacja odbiorcy, czy charakterystyka zapotrzebowania. Aby zapewnić możliwość wdrażania oczekiwanych zmian, w kolejnych latach powinny być wspierane tworzenie i rozwój klastrów energii, a także spółdzielni energetycznych i innych form współpracy energetycznej na poziomie lokalnym.
	Art. 16. Sprawozdanie, o którym mowa w art. 38ad ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, koordynator klastra energii składa po raz pierwszy w terminie do dnia 30 czerwca 2025 r., a sprawozdanie to obejmuje okres od dnia 2 lipca 2024 r. do dnia 31 grudnia 2024 r.	Przepisy przejściowe lub dostosowujące w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.
	Art. 17. 1. Wytwórcy wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji, składają sprawozdanie, o którym mowa w art. 9 ust. 1 pkt 7 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, za pierwsze i drugie półrocze 2023 r., z wykorzystaniem wzoru sprawozdania określonego w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym. 2. Wytwórcy prowadzący działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu, polegającą na wytwarzaniu biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub na wytwarzaniu biometanu z biogazu	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem

	składają sprawozdanie, o którym mowa w art. 9 ust. 1a pkt 6 ustawy zmienianej w art. 1, po raz pierwszy za pierwsze półrocze 2024 r. 3. Do opracowania zbiorczego raportu rocznego, o którym mowa w art. 17 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, za 2023 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki stosuje przepisy dotychczasowe.	wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 18. Do wniosków, o których mowa w art. 10 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, złożonych i nierozpoznanych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym.	Przepisy przejściowe lub dostosowujące w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.
	Art. 19. 1. Wytwórcy biometanu z biogazu rolniczego, którzy rozpoczęli prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, składają wniosek o wpis do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie biogazu rolniczego w terminie dwóch miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. 2. Do dnia rozpatrzenia przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa wniosku, o którym mowa w ust. 1, wytwórcy, o których mowa w ust. 1, mogą prowadzić działalność gospodarczą objętą tym wnioskiem na zasadach dotychczasowych	Celem niniejszego fragmentu jest stworzenie warunków umożliwiających realizację przyjętych przez Polskę zobowiązań międzynarodowych i zmniejszania emisyjności sektora energetycznego. Rozwój instalacji produkujących biometan przyczyni się w szczególności do zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., w tym w sektorze transportu, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów w zakresie ograniczenia wykorzystania do tego celu biogazu oraz biopaliw wytworzonych z surowców spożywczych i pastewnych.
	Art. 20. Do sprawozdań kwartalnych, o których mowa w art. 25 pkt 6 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, składanych za okresy do ostatniego kwartału 2023 r. włącznie, stosuje się przepisy dotychczasowe.	Przepisy przejściowe lub dostosowujące w związku z nowym brzmieniem zaproponowanym niniejszym projektem ustawy.
	Art. 21. Sprawozdania kwartalne, o których mowa w art. 25 pkt 6 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, po raz pierwszy składa się za pierwszy kwartał 2024 r.	
	Art. 22. Do sprawozdań rocznych, o których mowa w art. 38m pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1, składanych za lata do 2023 r. włącznie, stosuje się przepisy dotychczasowe.	
	Art. 23. Sprawozdania roczne, o których mowa w art. 38m pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1, w zakresie obejmującym informacje, o których mowa w pkt 1 tego przepisu w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, składa się po raz pierwszy za 2024 r.	
	Art. 24. 1. Wytwórca w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, który przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy: 1) uzyskał potwierdzenie przyjęcia deklaracji o przystąpieniu do aukcji, o którym mowa w art. 71 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, albo	

	2) posiada ważne zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym – i do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy nie wygrał aukcji, w celu potwierdzenia, że jego instalacja odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 129 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, spełnia co najmniej jeden z wymogów, o których mowa w tym przepisie, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, składa, pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, oświadczenie o następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że spełniam wymóg, o którym mowa w art. 129 ust. 4 pkt … ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń. 2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki sprawdza, czy instalacja odnawialnego źródła energii wytwórcy, o którym mowa w ust. 1, spełnia co najmniej jeden z wymogów, o których mowa w art. 129 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1. 3. W przypadku stwierdzenia, że instalacja odnawialnego źródła energii wytwórcy, o którym mowa w ust. 1, nie spełnia co najmniej jednego z wymogów, o których mowa w art. 129 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie zawiadamia go o konieczności potwierdzenia spełnienia co najmniej jednego z tych wymogów w terminie 30 dni od dnia otrzymania tego zawiadomienia. 4. Wytwórca, o którym mowa w ust. 1, potwierdza spełnienie wymogu wskazanego w oświadczeniu, o którym mowa w ust. 1, przedkładając Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki dokumenty potwierdzające spełnienie tego wymogu. 5. W przypadku gdy złożone przez wytwórcę dokumenty nie są wystarczające do potwierdzenia, czy instalacja odnawialnego źródła energii spełnia wymóg, o którym mowa w art. 129 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, wskazany w oświadczeniu, o którym mowa w ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wezwać tego wytwórcę do przedłożenia w wyznaczonym terminie dodatkowych dokumentów lub wyjaśnień. 6. W przypadku gdy wytwórca, o którym mowa w ust. 1, nie złożył oświadczenia, o którym mowa w ust. 1, w terminie określonym w tym przepisie albo nie złożył dokumentów, o których mowa w ust. 4 albo 5, w terminach określonych odpowiednio w ust. 3 albo 5, potwierdzenie przyjęcia deklaracji o przystąpieniu do aukcji albo zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o których mowa w ust. 1, wygasają z mocy prawa z upływem tych terminów. 7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki niezwłocznie zawiadamia wytwórcę, o którym mowa w ust. 1, o: 1) stwierdzeniu, że instalacja odnawialnego źródła energii tego wytwórcy spełnia co najmniej jeden z wymogów, o których mowa w art. 129 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1; 2) wygaśnięciu potwierdzenia przyjęcia deklaracji o przystąpieniu do aukcji albo zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, o których mowa w ust.1.	

	8. Do dnia zakończenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki sprawdzenia na podstawie ust. 2–7 spełnienia co najmniej jednego z wymogów, o których mowa w art. 129 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, wytwórca, o którym mowa w ust. 1, nie może złożyć oferty w aukcji, o której mowa w art. 79 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1.	
	Art. 25. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dostosowuje internetową platformę aukcyjną, o której mowa w art. 78 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1, w celu umożliwienia składania za jej pośrednictwem deklaracji, o których mowa w art. 83m ust. 1 tej ustawy, w terminie do dnia 30 czerwca 2024 r. 2. Do dnia 30 czerwca 2024 r. deklaracje, o których mowa w art. 83m ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, mogą być składane w postaci papierowej.	
	Art. 26. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki po raz pierwszy przekazuje informację, o której mowa w art. 131 ust. 3 pkt 1a i 1b ustawy zmienianej w art. 1, za okres pierwszego kwartału 2024 r.	
	Art. 27. Pierwsze sprawozdanie, o którym mowa w art. 160d ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, minister właściwy do spraw klimatu sporządza za rok, w którym utworzono krajowy punkt kontaktowy do spraw odnawialnych źródeł energii, o którym mowa w art. 160a ust. 1 tej ustawy.	
	Art. 28. Pierwszego przeglądu i przedłożenia Sejmowi informacji, o których mowa w art. 217 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, Rada Ministrów dokona w terminie do dnia 31 grudnia 2025 r.	
	Art. 29. Minister właściwy do spraw klimatu przeprowadza po raz pierwszy analizę, o której mowa w art. 83g ust. 4 ustawy zmienianej w art. 1, w terminie do dnia 31 sierpnia 2026 r.	
	Art. 30. Polskie Centrum Akredytacji po raz pierwszy: 1) opracowuje szczegółowy program akredytacji jednostek, o których mowa w art. 121 ust. 2 pkt 1 lit. b ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie do dnia 1 stycznia 2024 r.; 2) przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informację, o której mowa w art. 121 ust. 11 pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1, niezwłocznie po uzyskaniu akredytacji przez pierwszą jednostkę akredytowaną.	
	Art. 31. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki informuje podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1, o planowanej dacie złożenia wniosku o przystąpienie do stowarzyszenia Association of Issuing Bodies. 2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki i podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1, zawierają porozumienie, o którym mowa w art. 123 ust. 8 tej ustawy, w terminie 2 miesięcy od dnia przekazania informacji, o której mowa w ust. 1.	
	Art. 32. Podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 124 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą:	

	1) publikuje roczny bilans gwarancji pochodzenia przeniesionych do rejestrów gwarancji pochodzenia w państwach innych niż Rzeczpospolita Polska, a także gwarancji pochodzenia uznanych na podstawie art. 123 ust. 1 tej ustawy, oraz roczny bilans umorzonych gwarancji pochodzenia – po raz pierwszy za 2024 r.; 2) opracowuje i publikuje informację o rocznym miksie resztkowym, o którym mowa w art. 125a ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 – po raz pierwszy za 2024 r.	
	Art. 33. Do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy dotyczących wydania decyzji o pozwoleniu na budowę stosuje się przepisy art. 29 ust. 4 pkt 3 lit. c ustawy zmienianej w art. 2 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą. Postępowania w sprawie wydania pozwolenia na budowę dla pomp ciepła, wolnostojących kolektorów słonecznych oraz urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 150 kW wszczęte i niezakończone przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy umarza się.	
	Art. 34. Wytwórca w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, który przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy zawarł umowę sprzedaży energii z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 5 ust. 2c ustawy zmienianej w art. 3, przekazuje Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacje, o których mowa w art. 5 ust. 11a ustawy zmienianej w art. 3, w terminie 45 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.	
	Art. 35. (…) 2. Uzgodnienie, o którym mowa w ust. 1, następuje na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła złożony do Prezesa URE w terminie 1 roku od dnia wejścia w życie ustawy. Do wniosku załącza się: 1) informacje dotyczące planowanych przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy nowych źródeł ciepła, w tym źródeł stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii; 2) informacje dotyczące planowanej konwersji źródeł ciepła na jednostki wytwórcze będące jednostkami kogeneracji; 3) informacje dotyczące przewidywanego sposobu finansowania inwestycji; 4) niezbędne dokumenty potwierdzające techniczną i ekonomiczną możliwość dokonania planowanych inwestycji; 5) harmonogram realizacji planowanych inwestycji; 6) inne dokumenty potwierdzające, że system ciepłowniczy będzie spełniać w terminie do dnia 31 grudnia 2025 r. warunki efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, określone w art. 7b ust. 4 ustawy zmienianej w art. 3.	

	3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie miesiąca od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, może wezwać przedsiębiorstwo energetyczne, które złożyło ten wniosek, do uzupełnienia podlegającej uzgodnieniu części planu rozwoju w sposób zapewniający jego zgodność z wymaganiami określonymi w art. 16 ustawy zmienianej w art. 3 lub do złożenia dodatkowych wyjaśnień w zakresie przyjętych założeń dotyczących spełniania do dnia 31 grudnia 2025 r. warunków uznania systemu ciepłowniczego tego przedsiębiorstwa za efektywny energetycznie system ciepłowniczy. 4. Wniosek złożony po terminie, o którym mowa w ust. 2, lub nieuzupełniony w terminie, o którym mowa w ust. 3, pozostawia się bez rozpoznania. 5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki odmawia uzgodnienia planu rozwoju w przypadku niezgodności planu rozwoju z obowiązującymi przepisami prawa lub , gdy załączone przez przedsiębiorstwo energetyczne dokumenty nie potwierdzają możliwości technicznej lub ekonomicznej spełnienia w terminie do dnia 31 grudnia 2025 r. warunków uznania systemu ciepłowniczego za efektywny energetycznie system ciepłowniczy. 5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uzgadnia lub odmawia uzgodnienia planu, o którym mowa w ust. 1, w formie decyzji, w terminie miesiąca od dnia złożenia wniosku albo od dnia dokonania uzupełnienia lub złożenia dodatkowych wyjaśnień, o których mowa w ust. 3. 7. Zmianę uzgodnionego planu rozwoju w zakresie planowanego spełnienia przez system ciepłowniczy warunków uznania go za efektywny energetycznie system ciepłowniczy, uznaje się za uzgodnioną, jeżeli Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w terminie 30 dni od dnia otrzymania pisemnej informacji od przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w ust. 1, nie wyrazi sprzeciwu na dokonanie takiej zmiany.	
	Art. 37. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza po raz pierwszy ocenę potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych znajdujących się w obszarze jego działania, o której mowa w art. 10d ust. 1 ustawy zmienianej w art. 3, w terminie do dnia 30 czerwca 2025 r.	
	Art. 38. Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 oraz zintegrowane krajowe sprawozdanie z postępów w dziedzinie energii i klimatu przyjęte przed dniem wejścia w życia niniejszej ustawy stanowią odpowiednio zintegrowany krajowy plan na rzecz energii i klimatu oraz zintegrowane krajowe sprawozdanie z postępów w dziedzinie energii i klimatu, o których mowa w art. 15ab ustawy zmienianej w art. 3.	
	Art. 39. Do inwestycji w zakresie budowy i utrzymania publicznych urządzeń służących do wykorzystania odpadów w instalacji wytwarzającej biogaz w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1 rozpoczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy dotychczasowe.	
	Art. 40. Uznaje się, że spółdzielnia w rozumieniu art. 1 § 1 ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze oraz spółdzielnia rolników w rozumieniu art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników, których przedmiotem działalności jest lub będzie wytwarzanie energii elektrycznej,	

	spełniają warunek w zakresie pokrycia w ciągu roku potrzeb własnych spółdzielni energetycznej, o którym mowa w art. 38e ust. 1 pkt 3 lit. a ustawy zmienianej w art. 1, jeżeli do dnia 31 grudnia 2025 r. złożą wniosek, o którym mowa w art. 38g ustawy zmienianej w art. 1, a sprawność wytwarzania energii elektrycznej wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii umożliwi pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% potrzeb własnych danej spółdzielni i jej członków albo danej spółdzielni rolników i jej członków.	
	Art. 41. Spółdzielnia energetyczna, której dane zostały zamieszczone w wykazie, o którym mowa w art. 38f ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stanowi spółdzielnię energetyczną w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.	
	Art. 42. Spółdzielnia energetyczna, której dane zostały zamieszczone w wykazie, o którym mowa w art. 38f ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy: 1) dokonuje aktualizacji danych w zakresie liczby punktów poboru energii, punktów przyłączenia gazowego, węzła ciepłowniczego lub miejsc wytwarzania oraz zużycia biogazu; 2)wskazuje sprzedawcę energii, z którym współpracuje lub zamierza współpracować	
	Art. 43. Do spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy dotyczących wydania warunków przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii do sieci stosuje się przepisy art. 7 ust. 3da oraz 8d[14]–8d[16] ustawy zmienianej w art. 3.	
	Art. 44. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie: 1) art. 9 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym zachowują moc do dnia 1 stycznia 2024 r. i mogą być zmieniane w granicach określonych w art. 9 ust. 2 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą; 2) art. 38c ust. 14 ustawy zmienianej w art. 1 zachowują moc do dnia wejścia w życie nowych przepisów wydanych na podstawie art. 38c ust. 14 ustawy zmienianej w art. 1 i mogą być zmieniane; 3) art. 60 ustawy zmienianej w art. 1 zachowują moc przez okres, na jaki zostały wydane; 4) art. 61 i art. 77 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wydanych odpowiednio na podstawie art. 61 i art. 77 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie dłużej jednak niż 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy; 5) art. 116 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 116 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie dłużej jednak niż przez 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, i mogą być zmieniane w granicach określonych w art. 116 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą; 6) art. 184h ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym zachowują moc przez okres, na jaki zostały wydane, albo do dnia wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 184h ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, i mogą być zmieniane na podstawie art. 184h ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.	

	Art. 45. Przepisów: 1) art. 70b ust. 16 i art. 74 ust. 7 ustawy zmienianej w art. 1 oraz art. 29 ustawy zmienianej w art. 9 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, 2) art. 70h ust. 1, art. 83b ust. 1 i art. 184k ust. 1 pkt 1–3 –nie stosuje się do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany w tych przepisach nie stanowią nowej pomocy publicznej.	
	Art. 46. 1. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań wynikających z niniejszej ustawy wynosi dla ministra właściwego do spraw klimatu: 1) 2024 r. – 0,00 zł; 2) 2025 r. – 0,00 zł; 3) 2026 r. – 0,00 zł; 4) 2027 r. – 1 264 962,00 zł; 5) 2028 r. – 1 264 962,00 zł; 6) 2029 r. – 1 202 353,00 zł; 7) 2030 r. – 0,00 zł; 8) 2031 r. – 0,00 zł; 9) 2032 r. – 0,00 zł; 10) 2033 r. – 0,00 zł. 2. Minister właściwy do spraw klimatu monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizmy korygujące, o których mowa w ust. 3. 3. W przypadku przekroczenia lub zagrożenia przekroczenia przyjętego na dany rok budżetowy maksymalnego limitu wydatków określonego w ust. 1 oraz w przypadku, gdy wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej niż 65% limitu wydatków przewidzianych na dany rok, minister właściwy do spraw klimatu stosuje mechanizm korygujący polegający na obniżeniu kosztów realizacji zadań, o których mowa w ust. 1. 4. W przypadku gdy wielkość wydatków w poszczególnych miesiącach jest zgodna z planem finansowym, przepisu ust. 3 nie stosuje się.	Przepisy właściwe dla określenia reguły wydatkowej.
	Art. 47. Ustawa wchodzi w życie pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie miesiąca od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem: 1) art. 1 pkt 3 lit. h, pkt 30, pkt 31 w zakresie dodawanych art. 38aa–38ac, art. 38ae i art. 38af, oraz art. 1 pkt 48 lit. a, pkt 98–106, pkt 113 lit. a w zakresie dodawanego pkt 1b i lit. d, pkt 120, a także art. 15 i art. 31, które wchodzą w życie z dniem 1 stycznia 2024 r; 2) art. 10, który wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2024 r.; 3) art. 1: a) pkt 31 w zakresie dodawanego art. 38ad, b) pkt 41, c) pkt 53 lit. b w zakresie, w jakim dotyczy prosumenta wirtualnego energii odnawialnej, d) pkt 127 lit. l,	Przepis końcowy o wejściu w życie ustawy.

	e) pkt 128, f) pkt 129 lit. f w zakresie dodawanego ust. 7 pkt 3, g) pkt 132 w zakresie dodawanych art. 184k–184m – które wchodzą w życie z dniem 2 lipca 2024 r.; 4) art. 1: a) pkt 63 lit. b i lit. c w zakresie dodawanego pkt 4a, b) pkt 69, 81 i 82, c) pkt 85, 87 i pkt 88 lit. a – w zakresie dodawanych w tych przepisach wyrazów „art. 70h ust. 3 pkt 6” i wyrazów „art. 83h ust. 3 pkt 6 i 7”, d) pkt 86 w zakresie, w jakim dotyczy wytwórcy, który uzyskał wsparcie, o którym mowa w art. 70g–70j ustawy zmienianej w art. 1, albo wygrał aukcję na wsparcie operacyjne, e) pkt 90 lit. f tiret drugie w zakresie, w jakim dotyczy aukcji na wsparcie operacyjne i wsparcia, o którym mowa art. 70g–70j ustawy zmienianej w art. 1, f) pkt 91 lit. b, d, f i g – w zakresie, w jakim dotyczą aukcji na wsparcie operacyjne i wsparcia, o którym mowa art. 70g–70j ustawy zmienianej w art. 1, g) pkt 92, 93, pkt 127 lit. h i pkt 129 lit. e – w zakresie, w jakim dotyczą wytwórcy, który uzyskał wsparcie, o którym mowa w art. 70g–70j ustawy zmienianej w art. 1, albo wygrał aukcję na wsparcie operacyjne – które wchodzą w życie z dniem 1 lipca 2025 r.	

Projekt

R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

M I N I S T R A K L I M A T U I Ś R O D O W I S K A [1)]

z dnia

w sprawie wzoru sprawozdania wytwórcy energii w małej instalacji oraz sprawozdania wytwórcy biogazu lub biometanu

Na podstawie art. 9 ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383 i 2370 oraz z 2023 r. poz…) zarządza się, co następuje:

§ 1. Wzór sprawozdania wytwórcy:

1) energii w małej instalacji określa załącznik nr 1 do rozporządzenia;

2) biogazu lub biometanu określa załącznik nr 2 do rozporządzenia.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.[2)]

MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA

---

1) Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

2) Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 28 grudnia 2022 r. w sprawie wzoru sprawozdania półrocznego wytwórcy energii w małej instalacji (Dz. U. poz. 2809), które traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 44 pkt 1 ustawy z dnia……2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. …).

Załączniki
do rozporządzenia
Ministra Klimatu i Środowiska
z dnia
(Dz. U. poz.)

Załączniki nr 1

WZÓR

SPRAWOZDANIE WYTWÓRCY ENERGII W MAŁEJ INSTALACJI

Sprawozdanie wytwórcy energii w małej instalacji za I/II półrocze 20.. r. [1) 2)]		
Numer identyfikacyjny małej instalacji w rejestrze wytwórców energii w małej instalacji		
Siedziba wytwórcy energii w małej instalacji		
NIP wytwórcy energii w małej instalacji		
Opis małej instalacji	Lokalizacja [3)]	
	Rodzaj [4)]	
	Moc zainstalowana elektryczna, wyrażona w MW z dokładnością do 0,001	
	Moc osiągalna cieplna w skojarzeniu wyrażona w MW z dokładnością do 0,001 [5)]	

---

1) Należy wpisać okres, za jaki jest składane sprawozdanie.
2) Dla każdej małej instalacji należy złożyć odrębne sprawozdanie.
3) Należy podać lokalizację małej instalacji – województwo, powiat, gmina, miejscowość, ulica, nr działki i obrębu.
4) Należy podać kod literowy odpowiadający danemu rodzajowi małej instalacji wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej:
- hydroenergię – „WO”,
- energię wiatru – „WI”,
- energię geotermalną – „GE”,
- energię promieniowania słonecznego – „PV”,
- biogaz inny niż biogaz rolniczy – „BG”,
- biomasę – „BM”,
- mieszanki biopłynów z innymi paliwami – „BP”.

5) Jeżeli dotyczy.

	Numer identyfikacyjny małej instalacji generowany przez internetową platformę aukcyjną [6)]	

1. Łączna ilość energii elektrycznej:			
	wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji, w tym w okresie rozruchu technologicznego [7)]	sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu, która została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej (MWh)	Sprzedanej odbiorcom końcowym [8)] (MWh)

2. Łączna ilość zużytych paliw do wytwarzania energii elektrycznej w małej instalacji oraz rodzaj tych paliw		
Lp.	Rodzaj paliwa [9)]	Zużycie surowca [10)]

[6)] O ile został nadany.
[7)] W rozumieniu art. 2 pkt 30 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 poz. 1378, z późn. zm.).
[8)] W przypadku braku sprzedaży należy wpisać „0”.
[9)] Należy podać rodzaj paliwa zgodnie z kodem i nazwą paliwa:

025	Biogaz ze składowisk odpadów	108	Biopaliwa stałe – węgiel drzewny
026	Biogaz z oczyszczalni ścieków	109	Biopaliwa stałe – pelety i brykiety drzewne,
029	Biogaz rolniczy	138	Biopaliwa stałe – uprawy energetyczne z wyłączeniem surowców spożywczych i paszowych
124	Biogaz z procesów termicznych	139	Biopaliwa stałe – uprawy energetyczne – surowce spożywcze i paszowe
027	Biogaz pozostały	033	Biopaliwa stałe – odpady z rolnictwa
101	Biopaliwa stałe – drewno opałowe	131	Biopaliwa stałe – odpady zwierzęce
102	Biopaliwa stałe – gałęzie i wierzchołki drzew	083	Biopaliwa stałe – frakcje organiczne stałych odpadów komunalnych
103	Biopaliwa stałe – pniaki	084	Biopaliwa stałe – biomasa odpadowa pochodząca z przemysłu
104	Biopaliwa stałe – przemysłowe drewno okrągłe	183	Biopaliwa stałe – osady ściekowe
105	Biopaliwa stałe – kora	184	Biopaliwa stałe – ług powarzelny i olej talowy surowy
106	Biopaliwa stałe – wióry, trociny, zrębki	046	Biopaliwa ciekłe (biopłyny) do celów energetycznych
107	Biopaliwa stałe – drewno pokonsumpcyjne wykorzystywane bezpośrednio do wytwarzania energii		

[10)] W przypadku paliw stałych należy podać zużycie w tonach, w przypadku paliw ciekłych i gazowych – w m^3.

		(tony)	(m^3)
1			
2			
3			

miejsce i data sporządzenia sprawozdania	podpis wytwórcy energii w małej instalacji albo osoby uprawnionej do reprezentacji tego wytwórcy ze wskazaniem imienia i nazwiska oraz zajmowanego stanowiska [11)]

[11)] W przypadku podpisania sprawozdania przez osobę uprawnioną do reprezentacji wytwórcy energii w małej instalacji do sprawozdania należy dołączyć pełnomocnictwo wraz z dowodem uiszczenia opłaty skarbowej za jego udzielenie.

Załącznik nr 2

WZÓR

SPRAWOZDANIE WYTWÓRCY BIOGAZU LUB BIOMETANU

Sprawozdanie wytwórcy wykonującego działalność w zakresie biogazu lub biometanu za I/II półrocze 20.. r.[1)]		
Numer wytwórcy w rejestrze wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu lub biometanu		
Rodzaj wykonywanej działalności [2)]		wytwarzanie biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu
		wytwarzanie biometanu z biogazu
Siedziba wytwórcy		
NIP wytwórcy		

Informacje o działalności polegającej na wytwarzaniu biogazu w celu wytwarzania biometanu [3)]		
Lokalizacja instalacji służącej do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu		
Łączna ilość biogazu		
	wytworzonego na potrzeby wytwarzania biometanu (m^3)	sprzedanego na potrzeby wytwarzania biometanu (m^3)
	1	2
1		
2		
…		

[1)] Należy wpisać okres, za jaki jest składane sprawozdanie.

[2)] Należy zaznaczyć znakiem X rodzaj wykonywanej działalności.

[3)] Wypełnić w przypadku wykonywania wskazanej działalności.

Łączna ilość surowców zużytych do produkcji biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu oraz rodzaj tych surowców			
	Rodzaj surowca	Zużycie surowca [4)]	
1		tony	m^3
2			
…			

	Informacje o działalności polegającej na wytwarzaniu biometanu z biogazu [3)]			
Lokalizacja instalacji służącej do wytwarzania biometanu z biogazu				
Łączna ilość:				
	biometanu wytworzonego z biogazu (m^3)	biometanu wytworzonego z biogazu, sprzedanego		
		i wprowadzonego do sieci gazowej (m^3)	odbiorcom końcowym (m^3)	w celu wykorzystania go do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych
	1	2	3	4
1				
2				
…				

Łączna ilość biogazu zużytego do wytwarzania biometanu z biogazu		
	Rodzaj biogazu	Zużycie biogazu (m^3)
1		
2		
…		

[4)] W przypadku surowców stałych należy podać zużycie w tonach, w przypadku surowców ciekłych i biogazu – w m^3.

miejsce i data sporządzenia sprawozdania	podpis wytwórcy albo osoby uprawnionej do reprezentacji wytwórcy ze wskazaniem imienia i nazwiska oraz zajmowanego stanowiska [5)]

[5)] W przypadku podpisania sprawozdania przez osobę uprawnioną do reprezentacji wytwórcy energii w małej instalacji do sprawozdania należy dołączyć pełnomocnictwo wraz z dowodem uiszczenia opłaty skarbowej za jego udzielenie.

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wzoru sprawozdania wytwórcy energii w małej instalacji oraz sprawozdania wytwórcy biogazu lub biometanu został przygotowany w celu realizacji upoważnienia ustawowego zawartego w art. 9 ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 poz. 1378, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą”.

Powyższy projekt jest konsekwencją zmian wprowadzonych w ustawie, polegających na rozszerzeniu zakresu przedmiotowego delegacji dla ministra właściwego do spraw klimatu, do wydania rozporządzenia w zakresie określenia wzoru sprawozdania półrocznego składanego przez wytwórcę Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki.

Ambitna polityka unijna, w tym cele wyznaczone państwom członkowskim Unii Europejskiej w Europejskim Zielonym Ładzie oraz konieczność implementacji przepisów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II), wskazują na zasadność rozwoju nowego kierunku wykorzystywania biogazu oraz biogazu rolniczego, jakim jest produkcja biometanu. W związku z powyższym, w ustawie rozszerzono zasady i warunki wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji oraz małej instalacji, z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego lub z biopłynów, o działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu wytworzonego na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu.

Zgodnie z art. 9 ust. 1 ustawy wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji, jest obowiązany do sporządzenia sprawozdań, których wzory określa rozporządzenie, za okres półrocza i przekazania ich Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w terminie do końca miesiąca następującego po upływie półrocza, którego sprawozdanie dotyczy. Sprawozdanie wytwórcy energii w małej instalacji ma zawierać informacje, o których mowa w art. 9 ust. 1 pkt 5 ustawy, tj. dotyczące łącznej ilości:

1) energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji,

2) energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu, która została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej,

3) zużytych paliw do wytwarzania energii elektrycznej w małej instalacji oraz rodzaju tych paliw,

4) energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym.

W sprawozdaniu należy wskazać rodzaj paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej, zgodnie z kodem i nazwą paliwa, które jest tożsame z kodami stosowanymi w badaniach statystycznych Głównego Urzędu Statystycznego. Uwzględnia się następujące kody i nazwy paliw:

025 Biogaz ze składowisk odpadów,
026 Biogaz z oczyszczalni ścieków,

029 Biogaz rolniczy,
124 Biogaz z procesów termicznych,
027 Biogaz pozostały,
101 Biopaliwa stałe – drewno opałowe,
102 Biopaliwa stałe – gałęzie i wierzchołki drzew,
103 Biopaliwa stałe – pniaki,
104 Biopaliwa stałe – przemysłowe drewno okrągłe,
105 Biopaliwa stałe – kora,
106 Biopaliwa stałe – wióry, trociny, zrębki,
107 Biopaliwa stałe – drewno pokonsumpcyjne wykorzystywane bezpośrednio do wytwarzania energii,
108 Biopaliwa stałe – węgiel drzewny,
109 Biopaliwa stałe – pelety i brykiety drzewne,
138 Biopaliwa stałe – uprawy energetyczne z wyłączeniem surowców spożywczych i paszowych,
139 Biopaliwa stałe – uprawy energetyczne – surowce spożywcze i paszowe,
033 Biopaliwa stałe – odpady z rolnictwa,
131 Biopaliwa stałe – odpady zwierzęce,
083 Biopaliwa stałe – frakcje organiczne stałych odpadów komunalnych,
084 Biopaliwa stałe – biomasa odpadowa pochodząca z przemysłu,
183 Biopaliwa stałe – osady ściekowe,
184 Biopaliwa stałe – ług powarzelny i olej talowy surowy,
046 Biopaliwa ciekłe (biopłyny) do celów energetycznych.

Zgodnie z art. 9 ust. 1b ustawy wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu lub biometanu, jest obowiązany do sporządzenia sprawozdań, których wzory określa rozporządzenie, za okres półrocza i przekazania ich Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w terminie do końca miesiąca następującego po upływie półrocza, którego sprawozdanie dotyczy. Sprawozdanie takie ma zawierać informacje, o których mowa w art. 9 ust. 1a pkt 4 ustawy, tj.:

a) łącznej ilości, w zależności od rodzaju wykonywanej działalności:

- biogazu wytworzonego na potrzeby wytwarzania biometanu,
- biometanu wytworzonego z biogazu,
- biogazu sprzedanego na potrzeby wytwarzania biometanu,
- sprzedanego biometanu wytworzonego z biogazu, w tym ilości biometanu sprzedanego:

  – – i wprowadzonego do sieci gazowej,

  – – odbiorcom końcowym,

  – – w celu wykorzystania go do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, wraz ze wskazaniem udziału surowców wymienionych w załączniku nr 1 części A do tej ustawy zużytych do jego wytworzenia,

b) ilości surowców zużytych do wytworzenia biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu

oraz do wytworzenia biometanu z biogazu, oraz rodzaju tych surowców,

c) biogazu zużytego do wytwarzania biometanu z biogazu - w przypadku wytwarzania biometanu z biogazu;

Projekt rozporządzenia nie będzie miał wpływu na działalność małych i średnich przedsiębiorców.

Projekt rozporządzenia nie ma wpływu na sytuację ekonomiczną i społeczną rodziny, a także osób niepełnosprawnych oraz osób starszych.

Zawarte w projekcie rozporządzenia regulacje nie stanowią przepisów technicznych w rozumieniu rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597), dlatego też projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji.

Projektowane rozporządzenie nie wymaga przedstawiania organom i instytucjom Unii Europejskiej w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia.

W szczególności, zgodnie z art. 2 ust. 1 decyzji Rady 98/415/WE z dnia 29 czerwca 1998 r. w sprawie konsultacji Europejskiego Banku Centralnego udzielanych władzom krajowym w sprawie projektów przepisów prawnych (Dz. Urz. WE L 189 z 03.07.1998, str. 42), projekt rozporządzenia nie podlega konsultacji z Europejskim Bankiem Centralnym.

Stosownie do art. 4 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) projekt rozporządzenia został zamieszczony w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska pod nr…

Zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa oraz § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2022 r. poz. 348) projekt rozporządzenia zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Nazwa projektu	**Data sporządzenia**
Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wzoru sprawozdania wytwórcy energii w małej instalacji oraz sprawozdania wytwórcy biogazu lub biometanu	**05.02.2023**
Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące	**Źródło**
Ministerstwo Klimatu i Środowiska	Upoważnienie ustawowe
Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu	Art. 9 ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.)
Minister Klimatu i Środowiska	**Nr w Wykazie prac**
Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu	**…….**
……..	

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wzoru sprawozdania wytwórcy energii w małej instalacji oraz sprawozdania wytwórcy biogazu lub biometanu został przygotowany w celu wykonania upoważnienia ustawowego z art. 9 ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą".

Powyższy projekt jest konsekwencją zmian wprowadzonych w ustawie, w wyniku których rozszerzeniu uległ zakres przedmiotowy delegacji dla ministra właściwego do spraw klimatu do wydania rozporządzenia w zakresie określenia wzoru sprawozdania półrocznego składanego przez wytwórcę Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Przepisy ustawy nakładają na ministra właściwego do spraw klimatu, obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia, wzoru sprawozdań, o którym mowa w art. 9 ust. 1 pkt 7 ustawy oraz wzoru sprawozdań, o których mowa w art. 9 ust. 1a pkt 6.

Efektem rekomendowanego rozwiązania jest kontynuacja wypełnienia obowiązków sprawozdawczych przez wytwórców energii w małej instalacji oraz wytwórców biogazu lub biometanu, wynikających z przepisów ustawy i nienarażanie tych podmiotów na kary za brak ich realizacji. Ponadto, sprawna realizacja ww. obowiązków przez ww. umożliwi Prezesowi URE wykonanie spoczywających na nim zobowiązań wynikających z art. 17 ust. 1 i ust. 3 ustawy – sporządzenie zbiorczego raportu rocznego, przekazanie go ministrowi właściwemu do spraw gospodarki oraz udostępnienie przedmiotowego raportu w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie dotyczy.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji	Od kilkunastu do kilkudziesięciu tysięcy w kontekście 2023 r.	Szacunki własne	Nieznaczne, zmniejszające obciążenie wytwórców przez określenie zunifikowanego wzoru sprawozdania okresowego
Wytwórcy biogazu lub biometanu	Potencjalnie kilkaset jednostek wytwórczych	Szacunki własne	Nieznaczne, związane z pojawieniem się nowego rodzaju działalności regulowanej, w ramach której jest konieczne sprawozdawanie wytwórcy co pół roku. Zmniejszenie obciążeń wytwórców przez określenie zunifikowanego wzoru sprawozdania okresowego
Urząd Regulacji Energetyki	1	Szacunki własne	Umożliwienie Prezesowi URE sprawnego wykonania zobowiązań wynikających z art. 17 ust. 1 i ust. 3 ustawy – sporządzenie

			zbiorczego raportu rocznego, przekazanie go ministrowi właściwemu do spraw gospodarki oraz udostępnienie przedmiotowego raportu w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt rozporządzenia nie podlegał wcześniejszym konsultacjom społecznym. Projekt skonsultowany zostanie z podmiotami skupiającymi przedstawicieli małych instalacji oraz przedstawicieli branży OZE w Polsce, w tym biogazu i biometanu.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z … r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0–10)
Dochody ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydatki ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Źródła finansowania	Projektowana regulacja nie będzie miała wpływu na sektor finansów publicznych.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0–10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z … r.)	duże przedsiębiorstwa	-	-	-	-	-	-	-
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	-

	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Brak wpływu						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Brak wpływu						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Brak wpływu						
	Wpływ na osoby starsze i niepełenosprawne	Brak wpływu						
Niemierzalne								
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Wejście w życie rozporządzenia nie spowoduje skutków w ujęciu pieniężnym i niepieniężnym.							

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☒ nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☒ tak ☐ nie ☐ nie dotyczy

Komentarz:

9. Wpływ na rynek pracy

Projektowana regulacja nie będzie mała wpływu na rynek pracy.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☐ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☐ inne:	☐ demografia ☐ mienie państwowe	☐ informatyzacja ☐ zdrowie

Omówienie wpływu	Projektowana regulacja nie będzie mała wpływu na pozostałe obszary.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?
Nie dotyczy. Regulacja ma jedynie charakter określenia wzoru sprawozdania.
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)
Brak załączników.

Projekt

R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

M I N I S T R A K L I M A T U I Ś R O D O W I S K A [1)]

z dnia

w sprawie dokonywania rejestracji, bilansowania i udostępniania danych pomiarowych oraz rozliczeń spółdzielni energetycznych[2)]

Na podstawie art. 38c ust. 14 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz …..) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowy:

1) zakres oraz sposób dokonywania rejestracji danych pomiarowych oraz bilansowania ilości energii, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą”;
2) sposób dokonywania rozliczenia, o którym mowa w art. 38c ust. 6 ustawy, oraz sposób wyliczenia opłat, o których mowa w art. 38c ust. 7 ustawy, z uwzględnieniem cen i stawek opłat w poszczególnych grupach taryfowych stosowanych wobec spółdzielni energetycznej i poszczególnych jej członków;
3) zakres danych pomiarowych, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy:
   a) przekazywanych między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz sposób przekazywania tych danych,
   b) udostępnianych przez sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1a ustawy, spółdzielni energetycznej i poszczególnym członkom tej spółdzielni oraz sposób udostępniania tych danych w systemie teleinformatycznym;

---

1) Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (poz. 1949).

2) Niniejsze rozporządzenie zostało notyfikowane Komisji Europejskiej w dniu …, pod numerem …, zgodnie z § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597), które wdraża dyrektywę (UE) 2015/1535 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 9 września 2015 r. ustanawiającą procedurę udzielania informacji w dziedzinie przepisów technicznych oraz zasad dotyczących usług społeczeństwa informacyjnego (ujednolicenie) (Dz. Urz. UE L 241 z 17.09.2015, str. 1).

4) zakres informacji dotyczących rozliczenia, o których mowa w art. 38c ust. 6 ustawy;
5) podmiotowy zakres spółdzielni energetycznej.

§ 2. 1. Dane pomiarowe, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy, są rejestrowane przez liczniki zdalnego odczytu, o których mowa w przepisach ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.).

2. Liczniki zdalnego odczytu rejestrują odrębnie ilość energii elektrycznej poszczególnych wytwórców lub odbiorców będących członkami danej spółdzielni energetycznej:

1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej – stanowiącej sumę energii elektrycznej wprowadzonej do tej sieci z wszystkich faz;
2) pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej – stanowiącej sumę energii elektrycznej pobranej z tej sieci z wszystkich faz.

3. Sumaryczne bilansowanie ilości energii elektrycznej, o którym mowa w art. 38c ust. 5 ustawy, jest realizowane w systemie informatycznym operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wektorową metodą bilansowania międzyfazowego dla:

1) poszczególnych wytwórców lub odbiorców energii elektrycznej będących członkami danej spółdzielni energetycznej zgodnie ze wzorem:

$$Eb_{(t)} = Ep_{(t)} - Ew_{(t)}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$Eb_{(t)}$ – ilość energii elektrycznej sumarycznie zbilansowanej w danej godzinie t zgodnie z art. 38c ust. 5 ustawy; wartość dodatnia oznacza ilość energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a wartość ujemna oznacza ilość energii elektrycznej wprowadzonej do tej sieci,

t – daną godzinę, dla której dokonuje się bilansowania ilości energii elektrycznej,

$Ep_{(t)}$ – ilość energii elektrycznej zarejestrowaną zgodnie z ust. 2 pkt 2 zsumowaną z wszystkich faz,

$Ew_{(t)}$ – ilość energii elektrycznej zarejestrowaną zgodnie z ust. 2 pkt 1 zsumowaną z wszystkich faz;

2) spółdzielni energetycznej zgodnie ze wzorem:

$$Ebs_{(t)} = \sum_{k=1}^{n} Eb_{(t)(k)}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$Ebs_{(t)}$ – ilość energii elektrycznej sumarycznie zbilansowanej w danej godzinie *t* dla *n* członków spółdzielni energetycznej zgodnie z art. 38c ust. 5 ustawy, podlegającą rozliczeniu w danym okresie rozliczeniowym, o której informację przekazuje operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a ustawy; wartość dodatnia - ilość energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a wartość ujemna oznacza ilość energii elektrycznej wprowadzonej do tej sieci,

t – oznacza daną godzinę, dla której dokonuje się bilansowania ilości energii elektrycznej,

n – liczbę członków spółdzielni energetycznej,

k – członka spółdzielni,

$Eb_{(t)}$ – ilość energii elektrycznej, o której mowa w pkt 1.

4. Ilość energii elektrycznej wprowadzonej w godzinie *t* do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej z jednofazowej instalacji odnawialnego źródła energii zalicza się do ilości energii oznaczonej we wzorze określonym w ust. 3 pkt 1 symbolem $Ew_{(t)}$ oraz bilansuje się zgodnie z tym wzorem.

§ 3. 1. Rozliczenie, o którym mowa w art. 38c ust. 6 ustawy, dokonuje się zgodnie ze wzorem:

$$Er_{(o)} = Ebsp + (Ebsw \times Wi) + Er_{(po)}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$Er_{(o)}$ – ilość energii elektrycznej rozliczoną w danym okresie rozliczeniowym, zgodnie z art. 38c ust. 3 ustawy, z uwzględnieniem kolejności określonej w § 4,

Ebsp – sumę ilości energii elektrycznej zbilansowanej w danych godzinach *t*, podlegającej rozliczeniu w danym okresie rozliczeniowym oznaczonej we wzorze określonym w § 2 ust. 3 pkt 2 symbolem $Ebs_{(t)}$, dla której wynik bilansowania jest dodatni,

Ebsw – sumę ilości energii elektrycznej zbilansowanej w danych godzinach *t*, podlegającej rozliczeniu w danym okresie rozliczeniowym, oznaczonej we wzorze określonym w § 2 ust. 3 pkt 2 symbolem $Ebs_{(t)}$, dla której wynik bilansowania jest ujemny,

Wi – stosunek ilościowy, o którym mowa w art. 38c ust. 3 ustawy,

$Er_{(po)}$ – rozliczenie energii elektrycznej z poprzednich okresów rozliczeniowych przeniesione zgodnie z art. 38c ust. 8 ustawy, dla której wartość rozliczenia jest ujemna.

2. Opłaty ponoszone w rozliczeniu ze sprzedawcą, o którym mowa w art. 40 ust 1a ustawy, ustala się na podstawie ilości energii elektrycznej rozliczonej oznaczonej we wzorze określonym w ust. 1 symbolem $Er_{(o),}$ oraz zgodnie z cenami i stawkami opłat ustalonymi w obowiązujących grupach taryfowych dla poszczególnych odbiorców w danym okresie rozliczeniowym.

3. W przypadku gdy rozliczenie ilości energii elektrycznej ma wartość dodatnią:

1) ilość tej energii elektrycznej rozdziela się proporcjonalnie między poszczególnych wytwórców i odbiorców energii elektrycznej spółdzielni energetycznej, dla których w danym okresie rozliczeniowym suma ilości energii elektrycznej zbilansowanej w danych godzinach *t* oznaczonych we wzorze określonym w § 2 ust. 3 pkt 1 symbolem $Eb_{(t)}$ ma wartość dodatnią;
2) ilość tej energii elektrycznej po dokonaniu podziału, o którym mowa w pkt 1, uwzględnia się do naliczenia opłat zgodnie z cenami i stawkami opłat ustalonymi w obowiązujących grupach taryfowych dla poszczególnych odbiorców w danym okresie rozliczeniowym.

§ 4. 1. W pierwszej kolejności rozlicza się energię elektryczną z najstarszą datą wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, z zastrzeżeniem art. 38c ust. 8 ustawy.

2. W przypadku, w którym wytwórcy lub odbiorcy energii elektrycznej będący członkami spółdzielni energetycznej są rozliczani w grupie taryfowej wielostrefowej, energia elektryczna wprowadzona przez nich do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej jest rozliczana z uwzględnieniem kolejności określonej w ust. 1, w pierwszej kolejności z energią elektryczną pobraną w tej samej strefie czasowej.

3. Jeżeli po rozliczeniu ilości energii elektrycznej dokonanym zgodnie z § 3 ust. 1, w danej strefie czasowej powstaną nadwyżki ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w stosunku do ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, nadwyżki te uwzględnia się w rozliczeniu pozostałych stref czasowych.

4. W przypadku grup taryfowych wielostrefowych, które obejmują więcej niż dwie strefy czasowe, występujące nadwyżki uwzględnia się w strefach czasowych w kolejności od strefy czasowej z najwyższym poziomem składnika zmiennego stawki sieciowej przewidzianej w danej grupie taryfowej taryfy operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do strefy czasowej z najniższym poziomem tego składnika.

§ 5. 1. Dane pomiarowe, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a ustawy, w sposób określony w załączniku do rozporządzenia.

2. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a ustawy, udostępnia:

1) spółdzielni energetycznej – zagregowane dane pomiarowe, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy, z podziałem na poszczególnych jej członków, z częstotliwością ich rejestracji;
2) poszczególnym wytwórcom i odbiorcom energii elektrycznej będącym członkami danej spółdzielni energetycznej – dane pomiarowe, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy,

– w przejrzystej i zrozumiałej formie, w sposób określony w załączniku do rozporządzenia, oraz zapewnia danej spółdzielni energetycznej i jej członkom możliwość pobrania tych danych.

3. Szczegółowe informacje dotyczące rozliczenia, o którym mowa w art. 38c ust. 6 ustawy, obejmują :

1) łączną ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez poszczególnych członków danej spółdzielni energetycznej;
2) łączną ilość energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez poszczególnych członków danej spółdzielni energetycznej;
3) łączną ilość energii elektrycznej sumarycznie zbilansowanej, o której mowa w § 2 ust. 3 pkt 1 i 2;
4) ceny i stawki opłat zgodnie z grupą taryfową taryfy danego odbiorcy przyjęte do rozliczenia;
5) łączne należności wynikające z rozliczenia.

§ 6. Podmiotowy zakres spółdzielni energetycznej prowadzącej działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, lub biogazu obejmuje:

1) spółdzielnię energetyczną będącą wytwórcą lub odbiorcą energii elektrycznej;

2) wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej będących członkami danej spółdzielni energetycznej.

§ 7. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.[3)]

MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA

W porozumieniu

MINISTER ROLNICTWA I ROZWOJU WSI

[3)] Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 marca 2022 r. w sprawie dokonywania rejestracji, bilansowania i udostępniania danych pomiarowych oraz rozliczeń spółdzielni energetycznych (Dz. U. poz. 703), które zgodnie z art. 44 pkt 2 ustaw z dnia … o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. …) traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

Załącznik
do rozporządzenia
Ministra Klimatu i Środowiska
z dnia
(Dz. U. poz.)

SPOSÓB PRZEKAZYWANIA DANYCH POMIAROWYCH MIĘDZY PRZEDSIĘBIORSTWAMI ENERGETYCZNYMI ORAZ ICH UDOSTĘPNIANIA MIĘDZY PRZEDSIĘBIORSTWAMI ENERGETYCZNYMI A SPÓŁDZIELNIĄ ENERGETYCZNĄ I JEJ CZŁONKAMI

1. Miejsce i czas przekazywania i udostępniania danych pomiarowych

Dane pomiarowe, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą”, są:

1) przekazywane sprzedawcy energii elektrycznej, o którym mowa w art. 40 ust. 1a ustawy, za pośrednictwem:
   a) serwera wskazanego przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zwanego dalej „OSD”, po autoryzowanym zalogowaniu się przez sprzedawcę energii elektrycznej, zwanego dalej „SE”,
   b) platformy internetowej OSD (e-bok), po autoryzowanym zalogowaniu się przez SE,
2) udostępniane spółdzielni energetycznej i poszczególnym jej członkom w systemie teleinformatycznym SE, po autoryzowanym zalogowaniu spółdzielni energetycznej lub wytwórców i odbiorców energii elektrycznej będących członkami danej spółdzielni energetycznej

– w terminie doby następującej po dobie, w której dokonano zatwierdzenia albo anulowania danych pomiarowych. Zatwierdzenie albo anulowanie danych pomiarowych następuje w terminie doby następującej po dobie od ich uzyskania.

2. Format przekazywanych i udostępnianych danych pomiarowych

Dane pomiarowe są przekazywane i udostępniane w postaci pliku w formacie xml o strukturze nazwy: UDPS_ENED_SSSS_UUUU_RRRRMMDDggmm.XML, gdzie poszczególne symbole oznaczają:

1) UDPS – rodzaj komunikatu;
2) ENED – czteroliterowy kod OSD nadany przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego;
3) SSSS – czteroliterowy kod SE nadany przez OSD;
4) UUUU – czteroliterowy kod spółdzielni energetycznej lub wytwórcy lub odbiorcy energii elektrycznej będącego członkiem danej spółdzielni energetycznej, nadany przez OSD;

5) RRRRMMDDggmm – datę i czas publikacji pliku, gdzie RRRR oznacza rok, MM – miesiąc, DD – dzień, gg – godzinę, mm – minutę.

3. Sposób zamieszczania i struktura pliku, w tym oznaczenie poszczególnych sekcji pliku

3.1. Pliki są zamieszczane w podkatalogu danego miesiąca, w którym dokonano zatwierdzenia albo anulowania danych pomiarowych.

3.2. W przypadku, gdy jest wymagane uzupełnienie lub skorygowanie danych pomiarowych zawartych w pliku z powodu ich niekompletności lub błędów, w podkatalogu danego miesiąca jest zamieszczana kolejna wersja pliku z uzupełnionymi lub skorygowanymi danymi pomiarowymi bez usuwania poprzedniej wersji pliku. Zdanie pierwsze stosuje się także w przypadku, gdy jest wymagane uzupełnienie lub skorygowanie danych pomiarowych zawartych w kolejnych wersjach pliku z powodu ich niekompletności lub błędów.

3.3. W ramach pliku są wyodrębniane następujące sekcje:

1) „Nagłówek”;
2) „Odczyty”;
3) „Odczyty\POM”;
4) „Odczyty\POM\IR”.

3.4. W sekcji „Nagłówek” poszczególne symbole oznaczają:

1) kOSD – kod OSD;
2) kSE – kod SE nadany przez OSD;
3) DCW – datę i czas wygenerowania pliku w formacie RRRR-MM-DDTHH:MM:SS, gdzie RRRR oznacza rok, MM – miesiąc, DD – dzień, T – czas, HH – godzinę, MM – minutę, SS – sekundę;
4) W – kolejny numer wersji pliku w formacie liczbowym: 00 – pierwsza wersja, 01 – druga wersja, 02 – trzecia wersja itd.

3.5. W sekcji „Odczyty” poszczególne symbole oznaczają:

1) PPE – kod punktu poboru energii, zwanego dalej „PPE”, zgodny z kodyfikacją OSD;
2) DD – datę i czas zatwierdzenia danych pomiarowych zawartych w pliku w formacie RRRR-MM-DDTHH:MM:SS, gdzie RRRR oznacza rok, MM – miesiąc, DD – dzień, T – czas, HH – godzinę, MM – minutę, SS – sekundę;
3) T –grupę taryfową dla PPE zgodnie z taryfą dla usług dystrybucji energii elektrycznej OSD;
4) SD – typ danych pomiarowych zgodnie ze słownikiem „Typ danych pomiarowych”.

3.6. W sekcji „Odczyty\POM” poszczególne symbole oznaczają:

1) NL – numer licznika w układzie pomiarowym;
2) DCPO – datę początku okresu odczytowego w formacie RRRR-MM-DDTHH:MM:SS, gdzie RRRR oznacza rok, MM – miesiąc, DD – dzień, T – czas, HH – godzinę, MM – minutę, SS – sekundę;
3) DCKO – datę końca okresu odczytowego w formacie RRRR-MM-DDTHH:MM:SS, gdzie RRRR oznacza rok, MM – miesiąc, DD – dzień, T – czas, HH – godzinę, MM – minutę, SS – sekundę;
4) SR – zdalny sposób odczytu licznika.

3.7. W sekcji „Odczyty\POM\IR” poszczególne symbole oznaczają:

1) WCPO – wskazanie stanu licznika na datę początku okresu odczytowego w formacie decymalnym;
2) WCKO – wskazanie stanu licznika na datę końca okresu odczytowego w formacie decymalnym;
3) M – mnożną licznika w układzie pomiarowym w formacie decymalnym;
4) ER – zużycie energii elektrycznej czynnej w kWh w formacie decymalnym;
5) KER – korektę zużycia energii elektrycznej czynnej w kWh w formacie decymalnym;
6) SER – zużycie energii elektrycznej czynnej wynikające ze strat w kWh z dokładnością do 1 kWh w formacie decymalnym;
7) OBIS – strefę czasową w danej grupie taryfowej zgodnie ze słownikiem „Kody OBIS".

TABELA 1. SŁOWNIK „TYP DANYCH POMIAROWYCH"

Typ danych pomiarowych	Opis
Z	dane zatwierdzone
A	dane anulowane

TABELA 2. SŁOWNIK „KODY OBIS"

Kod OBIS	Opis kodu	Jednostki
1.8.0	ilość energii elektrycznej pobranej z sieci (suma stref)	kWh
1.8.1	ilość energii elektrycznej pobranej z sieci (I strefa)	kWh
1.8.2	ilość energii elektrycznej pobranej z sieci (II strefa)	kWh
1.8.3	ilość energii elektrycznej pobranej z sieci (III strefa)	kWh
1.8.4	ilość energii elektrycznej pobranej z sieci (IV strefa)	kWh
2.8.0	ilość energii elektrycznej oddanej do sieci (suma stref)	kWh
2.8.1	ilość energii elektrycznej oddanej do sieci (I strefa)	kWh
2.8.2	ilość energii elektrycznej oddanej do sieci (II strefa)	kWh
2.8.3	ilość energii elektrycznej oddanej do sieci (III strefa)	kWh
2.8.4	ilość energii elektrycznej oddanej do sieci (IV strefa)	kWh

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją upoważnienia ustawowego określonego w art. 38c ust. 14 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą", które nakłada na ministra właściwego do spraw klimatu obowiązek określenia szczegółowego:

1) zakresu oraz sposobu dokonywania rejestracji danych pomiarowych oraz bilansowania ilości energii, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii;
2) sposobu dokonywania rozliczenia, o którym mowa w art. 38c ust. 6 ustawy, oraz sposób wyliczenia opłat, o których mowa w art. 38 ust. 7, z uwzględnieniem cen i stawek opłat w poszczególnych grupach taryfowych stosowanych wobec spółdzielni energetycznej i poszczególnych jej członków;
3) zakresu danych pomiarowych, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy:
   a) przekazywanych między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz sposób przekazywania tych danych,
   b) udostępnianych przez sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1a ustawy, spółdzielni energetycznej i poszczególnym członkom tej spółdzielni oraz sposób udostępniania tych danych w systemie teleinformatycznym;
4) zakresu informacji dotyczących rozliczenia, o których mowa w art. 38c ust. 6 ustawy;
5) podmiotowego zakresu spółdzielni energetycznej.

Zgodnie z zawartymi w upoważnieniu wytycznymi przy określeniu ww. elementów wzięto pod uwagę potrzebę ujednolicenia sposobu dokonywania rozliczeń oraz ochronę interesów spółdzielni energetycznych, a także bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego.

Rozporządzenie ma na celu wykonanie delegacji ustawowej w zakresie udostępniania i przekazywania danych pomiarowych w celu zapewnienia transparentności całego procesu obsługi zarówno spółdzielni energetycznej będącej wytwórcą lub odbiorcą energii elektrycznej jak i wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej będących członkami danej spółdzielni energetycznej.

Konieczność wydania niniejszego rozporządzenia związana jest ze zmianami przepisów wprowadzanych w projekcie ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC 99).

W Polsce funkcjonuje obecnie zaledwie 5 spółdzielni energetycznych (stan na dzień 30.03.2023 r.). Celem niniejszego rozporządzenia, w kontekście zmienianych przepisów ustawy o oze w zakresie spółdzielni energetycznych jest zapewnienie odpowiednich warunków umożliwiających rozwój tych podmiotów.

Celem przepisów zawartych w § 2 ust. 1 i 2 projektu jest sprecyzowanie, że liczniki zdalnego odczytu rejestrują odrębnie ilość energii elektrycznej, która w ciągu danej godziny została wprowadzona do i pobrana z sieci elektroenergetycznej. Liczniki te zliczają ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej sumując energię elektryczną wprowadzoną z wszystkich faz, a także ilość energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej sumując ją z wszystkich faz.

Celem przepisów określonych w § 2 ust. 3 projektu jest sprecyzowanie dokładnego sposobu sumarycznego bilansowania ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i pobranej z tej sieci z wszystkich faz. Bilansowanie dokonywane jest z uwzględnieniem wszystkich faz, a więc w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii należy rozumieć, iż odnosi się ono do każdej fazy tej instalacji. Przyjęto wektorową metodę bilansowania międzyfazowego, co stanowi odpowiedź na postulaty branży prosumenckiej i wytwórców w mikroinstalacjach, wskazujących przyjęty w projektowanym rozporządzeniu sposób bilansowania, za korzystniejszy dla wytwórców energii elektrycznej w formule spółdzielni energetycznej i prosumenckiej. Oznacza to, że bilansowanie to jest dokonywane w danej godzinie dla całej spółdzielni energetycznej na podstawie zsumowanego bilansowania dokonanego dla każdego członka tejże spółdzielni. Od ilości energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w ciągu godziny przez wszystkich członków spółdzielni energetycznej, wskazanej zgodnie z ust. 2 pkt 2 projektu, odejmowana jest suma ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w ciągu tej godziny, wskazana zgodnie z ust. 2 pkt 1. Następnie dokonuje się zsumowania bilansowania przeprowadzonego dla każdego członka spółdzielni, otrzymując w ten sposób sumaryczne bilansowanie danych pomiarowych ilości energii elektrycznej dla całej spółdzielni energetycznej. Nie mają znaczenia różnice w zakresie ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub pobranej z tej sieci z poszczególnych faz, gdyż ilość tej energii elektrycznej jest sumowana z wszystkich faz w ciągu danej godziny do ogólnej ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i pobranej z tej sieci przez wszystkich członków spółdzielni energetycznej.

§ 1 ust. 3 projektu przewiduje, iż bilansowanie energii elektrycznej wektorową metodą bilansowania międzyfazowego jest możliwe w systemie informatycznym operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, a nie w liczniku zdalnego odczytu.

Zgodnie z powyższym licznik zdalnego odczytu nie realizuje takiego bilansowania energii elektrycznej. Ww. funkcjonalność licznika zdalnego odczytu została uzgodniona w ramach prac Zespołu powołanego Zarządzeniem Ministra Energi z dnia 24 października 2018 r. w sprawie powołania Zespołu do spraw wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania w postaci wymagań techniczno-funkcjonalnych dla licznika zdalnego odczytu ujętych m.in. w projekcie rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie systemu pomiarowego.

W § 2 ust. 4 projektu uregulowano techniczną kwestię bilansowania w sytuacji, gdy instalacja odnawialnego źródła energii (OZE) jest jednofazowa, natomiast instalacja elektryczna jest trójfazowa. W takim wypadku, energia elektryczna wprowadzona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez instalację OZE z jednej fazy jest zaliczana na poczet sumy energii elektrycznej wprowadzonej z wszystkich faz i rozliczana zgodnie ze wzorem określonym w ustępie 4. Instalacja jednofazowa OZE jest więc traktowana w sposób identyczny jak instalacja trójfazowa OZE.

W ustawie nie sprecyzowano, czy w przypadku instalacji trójfazowej mowa o instalacji elektrycznej czy instalacji OZE przyłączonej do instalacji elektrycznej, niemniej jednak przyjąć należy, że ustawodawca miał na myśli instalację elektryczną. Jednocześnie podkreślenia wymaga, że duża ilość instalacji prosumenckich to instalacje jednofazowe.

W celu zachowania spójności przepisów wskazany w § 2 ust. 3 wzór jest wprost porównywalny z bilansowaniem danych pomiarowych ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z sieci elektroenergetycznej przez prosumenta.

W § 3 projektowanego rozporządzenia wskazano sposób rozliczania ilości energii elektrycznej w danym okresie rozliczeniowym, o której informację przekazuję operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sprzedawcy zobowiązanemu lub sprzedawcy wybranemu, o których mowa w art. 40 ust. 1a ustawy. Sprzedawca dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej i obliczenia opłat jedynie w oparciu o dane pomiarowe otrzymane po zbilansowaniu. Sprzedawca nie dokonuje tym samym bilansowania samodzielnie, a dane pomiarowe przed zbilansowaniem otrzymuje w celu udostępniania ich spółdzielni energetycznej będącej wytwórcą lub odbiorcą energii elektrycznej jak i wszystkim wytwórcom i odbiorcom energii elektrycznej będącymi członkami danej spółdzielni energetycznej w systemie teleinformatycznym. Należy zauważyć, iż biorąc pod uwagę brzmienie art. 38c ust. 14 pkt 2 ustawy, ustawodawca wskazał, iż projektowane rozporządzenie określi szczegółowy sposób dokonywania rozliczeń, o których mowa w ust. 6, z uwzględnieniem cen i stawek opłat w poszczególnych grupach taryfowych stosowanych wobec spółdzielni energetycznej i poszczególnych jej członków. Podkreślenia wymaga fakt, iż w przypadku rozliczenia energii elektrycznej w danym okresie rozliczeniowym, bierze się pod uwagę rozliczenie energii elektrycznej z poprzedniego okresu rozliczeniowego, dla którego wartość rozliczenia jest ujemna. Rozliczenie to zostało przeniesione zgodnie z art. 38c ust. 8 ustawy. Na podstawie powyższego przepisu niewykorzystana energia elektryczna w danym okresie rozliczeniowym przechodzi na kolejne okresy rozliczeniowe, jednak nie dłużej niż na kolejne 12 miesięcy od daty wprowadzenia energii elektrycznej do sieci.

Określono ponadto szczegółowy sposób dokonywania przez sprzedawcę rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez wytwórców i odbiorców energii elektrycznej będących członkami danej spółdzielni energetycznej, który powinien naliczać opłaty w następujący sposób:

1) proporcjonalnie do ilości energii elektrycznej pobranej przez poszczególnych odbiorców w danym okresie rozliczeniowym;
2) zgodnie z cenami i stawkami opłat ustalonymi w obowiązujących grupach taryfowych dla poszczególnych odbiorców w danym okresie rozliczeniowym.

Ponadto w § 4 określono techniczny aspekt dokonywania rozliczania energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i pobranej z tej sieci przez wskazanie, że w pierwszej kolejności rozliczana jest energia elektryczna z najstarszą datą wytworzenia i wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej. Gdy członkowie spółdzielni są rozliczani w grupie taryfowej wielostrefowej, która obejmuje dwie lub więcej stref czasowych, zastosowanie będzie miał § 4 ust. 2 i 3, zgodnie z którym rozliczenia dokonuje się w pierwszej kolejności z energią elektryczną pobraną w tej samej strefie tożsamej, a w przypadku dalszego występowania nadwyżki, uwzględnia się ją w bilansowaniu pozostałych stref czasowych. W przypadku grup taryfowych wielostrefowych, które obejmują więcej niż dwie strefy czasowe, zastosowanie znajdzie § 4 ust. 4, zgodnie z którym występujące nadwyżki uwzględnia się w strefach czasowych w kolejności od strefy czasowej z najwyższym poziomem

składnika zmiennego stawki sieciowej zawartej w grupie taryfowej taryfy operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do strefy z najniższym poziomem tego składnika.

Ponadto określono techniczny aspekt dokonywania rozliczania energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej przez wskazanie, że w pierwszej kolejności rozliczana jest energia z najstarszą datą wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej z zachowaniem zasad określonych w art. 38c ust. 8 ustawy. Zasada ta dotyczy zarówno rozliczeń w grupach taryfowych jednostrefowych jak i wielostrefowych. Rozliczenia dokonuje się, określając kolejność ich rozliczania – w pierwszej kolejności z energią elektryczną pobraną w tej samej strefie czasowej, a w przypadku dalszego występowania nadwyżki – w bilansowaniu pozostałych stref czasowych. Gdy w danym okresie rozliczeniowym powstaną nadwyżki, należy uwzględnić je w kolejnych okresach rozliczeniowych. Niezależnie od rodzaju grupy taryfowej nadwyżki te uwzględnia się zawsze w kolejności od strefy czasowej z najwyższym poziomem składnika zmiennego stawki sieciowej przewidzianej w grupie taryfowej taryfy operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do strefy z najniższym poziomem tego składnika.

Wyjaśnienia wymaga fakt, iż upoważnienie ustawowe nakazuje określić w rozporządzeniu szczegółowy sposób udostępniania danych pomiarowych między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi a spółdzielnią energetyczną, natomiast w § 5 projektu rozporządzenia pojęcie przedsiębiorstwa energetycznego nie występuje. Zgodnie bowiem z art. 2 pkt 28 ustawy, przedsiębiorstwo energetyczne definiowane jest jako przedsiębiorstwo energetyczne w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z poźn. zm.), zwanej dalej „uPE". Z kolei, zgodnie z art. 3 pkt 12 uPE przedsiębiorstwo energetyczne to określenie mieszczące w sobie katalog przedsiębiorstw różniących się między sobą funkcją celu świadczonych usług ramach prowadzonej działalności gospodarczej. Z definicji zawartej w uPE wynika, iż przedsiębiorstwem energetycznym jest zarówno podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii jak i jej dystrybucji lub obrotu. Z tego powodu przepisy projektowanego rozporządzenia nie stosują szerokiego pojęcia przedsiębiorstwa energetycznego, tylko wskazują poszczególne typy przedsiębiorstw, określone w zależności od rodzaju prowadzonej działalności gospodarczej.

Wychodząc z powyższego założenia, w § 5 ust. 1 projektu określono szczegółowy zakres oraz sposób udostępniania danych pomiarowych między przedsiębiorstwami energetycznymi. Zgodnie z tym przepisem dane pomiarowe, o których mowa w § 2 ust. 2 projektu, oraz sumaryczne bilansowanie danych pomiarowych, o którym mowa w § 2 ust. 3 projektu, są udostępniane sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a ustawy, czyli sprzedawcy zobowiązanemu lub sprzedawcy wybranemu przez spółdzielnię energetyczną.

Wyjaśnienia wymaga także przyjęty w projekcie sposób udostępniania danych pomiarowych między sprzedawcą a spółdzielnią energetyczną (§ 5 ust. 2). Wspomniano powyżej, że sprzedawca jest jednym z podmiotów zaliczanych do przedsiębiorstw energetycznych określany rodzajem prowadzonej działalności gospodarczej, w tym przypadku świadczącym usługę obrotu energii elektrycznej. Dane pomiarowe są zatem udostępniane bezpośrednio między sprzedawcą a spółdzielnią energetyczną (§ 5 ust. 2 pkt 1 projektu) lub jej poszczególnymi wytwórcami lub odbiorcami (§ 5 ust. 2 pkt 2 projektu). Powyższe określenie

katalogu podmiotów, którym udostępniane są dane pomiarowe, wynika z określenia szczegółowego podmiotowego zakresu spółdzielni energetycznej określonego w § 6 projektu. W tym znaczeniu udostępnianie danych pomiarowych między sprzedawcą a wytwórcą lub odbiorcą energii, będących członkami danej spółdzielni energetycznej, nie stanowi przekroczenia zakresu upoważnienia ustawowego. Wręcz przeciwnie, powyższe stanowi konsekwencję realizacji upoważnienia w zakresie art. 38c ust. 14 pkt 4 ustawy.

W ten sposób ww. podmioty zostaną wyposażone w narzędzia kontrolowania swojego zużycia energii, jak również poprawności bilansowania danych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i dokonywania rozliczeń przez sprzedawcę energii. Udostępnianie danych dokonywane jest przez sprzedawców z wykorzystaniem, przyjaznego w obsłudze systemu teleinformatycznego, w którym udostępnia się dane pomiarowe w czytelnej formie, w szczególności dane pomiarowe obrazujące ilość wprowadzonej i pobranej energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w danym okresie rozliczeniowym, jak również wynik zbilansowania tych danych dla tego okresu, na podstawie którego dokonano rozliczenia energii. W tym celu, mogą zostać wykorzystane istniejące platformy elektroniczne, spełniające wymagania rozporządzenia, np. portale dedykowane klientom poszczególnych sprzedawców. Ponadto, w systemie teleinformatycznym sprzedawca udostępnia ww. podmiotom ten sam plik z danymi, który otrzymał od operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w celu dokonania rozliczenia. Udostępniane dane pomiarowe mają na celu zapewnienie maksimum transparentności samego procesu rozliczania i umożliwienia wglądu w dane pomiarowe wejściowe ww. uprawnionym podmiotom.

W § 6 projektu określono podmiotowy zakres spółdzielni energetycznej. Wynika z niego, że jej członkiem może być spółdzielnia energetyczna będącą wytwórcą lub odbiorcą energii elektrycznej oraz wszyscy wytwórcy i odbiorcy energii elektrycznej będący członkami danej spółdzielni energetycznej.

W § 7 określono termin wejścia w życie projektowanego rozporządzenia – po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia. Termin ten pozwoli na dostosowanie systemów teleinformatycznych OSD
i sprzedawców.

W załączniku przedstawiono ujednolicony dla wszystkich operatorów systemów dystrybucyjnych sposób przekazywania i udostępniania danych pomiarowych. Należy wyjaśnić, że dane pomiarowe są przekazywane i udostępniane zgodnie z zasadami i w terminach określonych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Dystrybucyjnego oraz umowach usług dystrybucyjnych zawartych między sprzedawcą energii elektrycznej a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Przedstawione słowniki, np. kodów OBIS (system identyfikacji obiektów), zgodne są z Polskimi Normami.

Wyjaśnić należy, że dane pomiarowe powinny być przekazywane do sprzedawcy za pośrednictwem serwera lub platformy internetowej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zwanego dalej „OSD”, i udostępniane przez sprzedawcę spółdzielni energetycznej i poszczególnym członkom tej spółdzielni w systemie teleinformatycznym sprzedawcę energii elektrycznej, zwanego dalej „SE”, po autoryzowanym zalogowaniu się, czyli użyciu danych identyfikujących wyłączenie danego wytwórcę lub odbiorcę (np. login, np.

w postaci numeru PPE/numeru klienta lub inne i hasło) i jednocześnie uniemożliwiające poznanie tych danych osobom postronnym.

Identyfikacja danych zapewniona jest przez kod punktu poboru energii (PPE).

Ocena przewidywanego wpływu regulacji na działalność mikro, małych i średnich przedsiębiorców

W zakresie wpływu regulacji na funkcjonowanie mikro, małych i średnich przedsiębiorstw wyjaśnienia wymaga, iż prezentowane rozwiązania legislacyjne wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym, branży oraz oczekiwaniom lokalnych przedsiębiorców, które kierowane były do administracji rządowej.

Projekt rozporządzenia zawiera przepisy techniczne, o których mowa w § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.), i w związku z tym podlega procedurze notyfikacji.

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu.

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie dokonywania rejestracji, bilansowania i udostępniania danych pomiarowych oraz rozliczeń spółdzielni energetycznych **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** Ireneusz Zyska, Sekretarz Stanu, Pełnomocnik Rządu ds. Odnawialnych Źródeł Energii **Osoba do kontaktu** ...	**Data sporządzenia** 30.03.2023 r. **Źródło** Upoważnienie ustawowe: w art. 38c ust. 14 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.) **Nr w Wykazie prac**

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

W związku z potrzebą rozwoju spółdzielni energetycznych i koniecznością zapewnienia odpowiednich regulacji prawnych dla ich rozwoju oraz na podstawie obserwacji rozwoju i funkcjonowania mikroinstalacji w ramach tzw. systemu opustowego, dostrzeżono niezbędność jednolitego sposobu gromadzenia danych oraz rozliczeń, o których mowa w art. 38c ust. 6 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą". Mając na uwadze konieczność spójności w tym obszarze, ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. poz. 1524, z poźn. zm.) wprowadziła upoważnienie ustawowe do wydania rozporządzenia, którego celem jest wprowadzenie ujednolicenia w tym zakresie również dla spółdzielni energetycznych.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Określenie na poziomie rozporządzenia szczegółowego zakresu oraz sposobu dokonywania rejestracji danych pomiarowych oraz bilansowania ilości energii, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy, szczegółowego sposobu dokonywania rozliczenia, o którym mowa w art. 38c ust. 6 ustawy, z uwzględnieniem cen i stawek opłat w poszczególnych grupach taryfowych stosowanych wobec spółdzielni energetycznej i poszczególnych jej członków, szczegółowego zakresu oraz sposobu przekazywania danych pomiarowych, o których mowa w art. 38c ust. 5 ustawy, między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz sposobu udostępniania tych danych przez sprzedawcę spółdzielni energetycznej oraz poszczególnym członkom tej spółdzielni zakresu informacji dotyczących rozliczenia, o których mowa w art. 38c ust. 6 ustawy, oraz podmiotowego zakresu spółdzielni energetycznej. Rozporządzenie umożliwi wprowadzenie jednolitego sposobu rozliczania spółdzielni energetycznych na terenie całego kraju

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie dotyczy.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Spółdzielnie energetyczne	Przewiduje się, iż powstanie ok. 100.	Szacunki własne.	Lokalne - wpływ na obsługę sieci niskiego napięcia operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD)
Przedsiębiorstwa obrotu	W 2018 r. działało 5 sprzedawców z urzędu, od 123 do 169 innych	Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2018 r.	Rozliczanie w ramach umowy nadwyżki energii wytworzonej w spółdzielni energetycznej i wprowadzonej do sieci OSD

	przedsiębiorstw obrotu.		
Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych	183	Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2018 r.	Dokonywanie rejestracji i udostępniania danych pomiarowych dotyczących nadwyżki energii wytworzonej w spółdzielniach energetycznych
Sprzedawcy zobowiązani	177	Informacja Prezesa URE nr 106/2018	Obowiązek zakupu wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej energii odnawialnej wytwarzanej w instalacjach do 500 kW

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) projekt został zamieszczony na stronie Biuletynu Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny (www.rcl.gov.pl).

W ramach konsultacji publicznych projekt został przekazany do konsultacji z terminem 14 dni następującym podmiotom (Operatorom Systemów Dystrybucyjnych na obszarze kraju, a także wybranym organizacjom zajmującym się przedmiotowymi zagadnieniami):

1. Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o.
2. innogy Stoen Operator Sp. z o.o.
3. PGE Dystrybucja S.A.
4. Enea Operator Sp. z o.o.
5. Tauron Dystrybucja S.A.
6. Energa-Operator S.A.
7. Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.
8. Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.
9. PKP Energetyka S.A.
10. Synthos Dwory 7 Sp. z o.o. S.j.
11. Grupa Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A.
12. Veolia Energia Poznań S.A.
13. Energetyka Sp. z o.o. z siedzibą w Lublinie
14. Enesta Sp. z o.o.
15. Zamet-Budowa Maszyn S.A.
16. Nida Media Sp. z o.o
17. KGHM Polska Miedź S.A.
18. Zarząd Morskiego Portu Gdynia S.A.
19. Zakład Usług Technicznych Sp. z o.o.
20. Grupa Azoty S.A.
21. JSW Koks S.A.
22. Celsa Huta Ostrowiec Sp. z o.o.
23. Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Końskich Sp. z o.o.
24. Grupa Lotos S.A.
25. WM Malta Sp. z o.o. w restrukturyzacji
26. Arctic Paper Kostrzyn S.A.
27. Fabryka Łożysk Tocznych - Kraśnik S.A.
28. Ostrowski Zakład Ciepłowniczy S.A.
29. Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica S.A.
30. PGE Energia Ciepła S.A.
31. Grupa Azoty Zakłady Chemiczne POLICE S.A.

32. Veolia Powerline Kaczyce Sp. z o.o.
33. Zakłady Mechaniczne Bumar-Łabędy S.A.
34. Energomedia Sp. z o.o.
35. Ciech Soda Polska S.A.
36. Zakłady Górniczo-Hutnicze Bolesław S.A.
37. Ciech Sarzyna S.A.
38. BD Sp. z o.o.
39. Zakłady Azotowe Chorzów S.A.
40. Zakład Usług Technicznych MEGA Sp. z o.o.
41. BHH Mikrohuta Sp. z o.o.
42. Zakład Energoelektryczny ENERGO-STIL Sp. Z o.o.
43. Anwil S.A.
44. Grupa Kęty S.A.
45. Dalmor S.A.
46. Górażdże Cement S.A.
47. Towarzystwo Inwestycyjne Elektrownia-Wschód S.A.
48. Ciepłownia Siemianowice Sp. z o.o.
49. Korporacja Budowlana FADOM S.A.
50. Zakłady Urządzeń Chemicznych i Armatury Przemysłowej CHEMAR S.A.
51. Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowo-Usługowe ADM s.c.
52. Zakłady Tworzyw Sztucznych IZO-ERG S.A.
53. RCEkoenergia Sp. z o.o.
54. Węglokoks Energia ZCP Sp. z o.o.
55. Metalchem Serwis Sp. z o.o.
56. Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowo-Produkcyjne ELTRONIK Z. Soból, B. Kudas, S.Truty S.j.
57. EkoMedia Sp. z o.o.
58. Miejska Energetyka Cieplna Sp. z o.o. z siedzibą w Ostrowcu Świętokrzyskim
59. Lerg S.A.
60. Zakład Elektryczny EL-WO Marta Żelazowska
61. H. Cegielski - Energocentrum Sp. z o.o.
62. Lotos Infrastruktura S.A.
63. ESV Wisłosan Sp. z o.o.
64. Toruńskie Zakłady Urządzeń Młyńskich Spomasz S.A. w restrukturyzacji
65. Elektrociepłownia Andrychów Sp. z o.o.
66. EHN S.A.
67. ERG S.A.
68. Huta Bankowa Sp. z o.o.
69. Elana-Energetyka Sp. z o.o.
70. Stalprodukt S.A.
71. KLP Polska Sp. z o.o. Lublin S.k.
72. Zakład Instalacji Elektroenergetycznych Leszek Klak
73. Lewandpol ProEnergia Sp. z o.o.
74. Wojewódzkie Przedsiębiorstwo Robót Drogowych S.A. z siedzibą w Katowicach
75. Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. Z o.o.
76. Ciepłownia Sp. z o.o. z siedzibą w Aleksandrowie Łódzkim
77. Zarząd Morskich Portów Szczecin i Świnoujście S.A.
78. Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A.
79. Przedsiębiorstwo Państwowe "Porty Lotnicze"
80. PCC Energetyka Blachownia Sp. z o.o.
81. Boryszew S.A.
82. PPU Storem Sp. z o.o.
83. Mondi Świecie S.A.
84. PCC Rokita S.A.
85. Energetyka Wagon Sp. z o.o.

86. U&R Calor Sp. z o.o.
87. NSK Bearings Polska S.A.
88. Zakłady Chemiczne Siarkopol Tarnobrzeg Sp. Z o.o.
89. Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej i Gospodarki Wodno-Ściekowej ENWOS Sp. z o.o.
90. Best-Eko Sp. z o.o.
91. Zakłady Wyrobów Metalowych SHL S.A.
92. Przedsiębiorstwo Górnicze Demex Sp. z o.o.
93. Elektrociepłownia Zduńska Wola Sp. z o.o.
94. ENERGIT Sp. z o.o.
95. Terma-Dom Sp. z o.o.
96. Przedsiębiorstwo Energetyczne Sp. z o.o. z siedzibą w Nowym Sączu
97. CNP Centrum Nakładania Powłok Leszek Rak
98. Grupa Azoty Zakłady Azotowe Puławy S.A.
99. Energostrefa Sp. z o.o.
100. Zael - Energo Sp. z o.o.
101. Zarząd Morskiego Portu Gdańsk S.A.
102. Kolsatpol Sp. z o.o.
103. Federal-Mogul Gorzyce Sp. z o.o.
104. Mirowski i Spółka Kamir S. j.
105. FPM S.A.
106. Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja S.A.
107. ECO Jelenia Góra Sp. z o.o.
108. Leszek Mirkowicz Błonie-Pass Strefa Przemysłowa
109. Dolnośląskie Zakłady Usługowo – Produkcyjne Dozamel Sp. z o. o.
110. Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o.
111. Power 21 Sp. z o. o.
112. KLP Polska Sp. z o.o. Poznań Sp. k-a.
113. Grandmaster Sp. z o.o.
114. Buma Service Sp. z o.o.
115. Grupa Energia GE Sp. z o.o. Sp.k.
116. Unihut S.A.
117. Grupa Energia Obrót GE Sp. z o.o. Sp.k.
118. Terawat Dystrybucja Sp. z o.o.
119. ArcelorMittal Poland S.A.
120. Plus Energia Sp. z o.o.
121. Elektrix S.A.
122. Elco Energy Sp. z o.o.
123. Orion Engineered Carbons Sp. z o.o.
124. Energia Euro Park Sp. z o.o.
125. ZEM Łabędy Sp. z o.o.
126. Teco-Park Sp. z o.o.
127. Wytwórnia Sprzętu Komunikacyjnego PZL- Świdnik S.A.
128. Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe Brodzik S. j.
129. PAL Sp. z o.o.
130. Energetyka Nowy Dwór Mazowiecki Sp. z o.o.
131. Polontex S.A.
132. ECO Kogeneracja Sp. z o.o.
133. PS OPERATOR Sp. z o.o.
134. D-Energia Sp. z o.o.
135. Fenice Poland Sp. z o.o.
136. CMC Poland Sp. z o.o.
137. Grupa Azoty Kopalnie i Zakłady Chemiczne Siarki "Siarkopol" S.A.
138. Telenerg-Bis Energia Sp. z o.o.
139. Side Sp. z o.o.

140. Orlen Południe S.A.
141. Green Lights Sp. z o.o.
142. Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej "Legionowo" Sp. z o.o.
143. Mera Operator Sp. z o.o.
144. PSSE Media Operator Sp. z o.o.
145. OOE Sp. z o.o.
146. ENH2O Sp. z o.o.
147. Wyższa Szkoła Techniczna w Katowicach
148. Green Lights Dystrybucja Sp. z o.o.
149. Gmina Uniejów - Energetyka Uniejów
150. Ergo Energy Sp. z o.o.
151. Pal 1 Sp. z o.o.
152. Mazovian Energy Partners Sp. z o.o.
153. AHM Sp. z o.o.
154. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.
155. Zakład Energetyczny Użyteczności Publicznej S.A. z siedzibą w Ząbkach
156. Green Lights Holding Sp. z o.o.
157. Klepierre Pologne Sp. z o.o.
158. Pilkington Polska Sp. z o.o.
159. ESV3 SP. z o.o.
160. ESV4 SP. z o.o.
161. ESV5 SP. z o.o.
162. ESV6 SP. z o.o.
163. ESV7 SP. z o.o.
164. ESV8 SP. z o.o.
165. ESV9 SP. z o.o.
166. Alchemia S.A.
167. Cobex Polska Sp. z o.o.
168. Veolia Wschód Sp. z o.o.
169. PGB Dystrybucja Sp. z o.o.
170. PGNiG Termika Energetyka Przemysłowa S.A.
171. TB Energia Sp. z o.o.
172. "Huta Pokój" S.A.
173. Elektrociepłownia "Zielona Góra" S.A.
174. ESV 2 Sp. z o.o.
175. Potestia Sp. z o.o.
176. Energetyka Cieszyńska Sp. z o.o.
177. Heat Engineering Technology Europe Sp. z o.o.
178. Wind Service Dystrybucja Sp. z o.o.
179. Glosbe Sp. z o.o.
180. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE)
181. Polski Komitet Energii Elektrycznej
182. Towarzystwo Obrotu Energią (TOE)
183. Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej
184. Stowarzyszenie Energii Odnawialnej
185. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii
186. Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego
187. Polskie Stowarzyszenie Biogazu
188. Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego
189. Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych
190. Towarzystwo Elektrowni Wodnych
191. Krajowa Izba Gospodarcza
192. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej
193. Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej

194. Polska Geotermalna Asocjacja
195. Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne
196. Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła
197. Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki
198. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej
199. Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV
200. Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki
201. Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie
202. Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów
203. Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności
204. Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska
205. Instytut Energetyki Odnawialnej
206. Instytut na Rzecz Ekorozwoju
207. Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej
208. Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii
209. Polska Izba Biomasy
210. Stowarzyszenie Papierników Polskich

Projekt rozporządzenia został również przekazany do zaopiniowania z terminem 14 dni i ponownie z terminem 3 dni następującym podmiotom:
1. Urząd Regulacji Energetyki
2. Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy problematyki zadań związków zawodowych oraz związków pracodawców, projekt nie podlegał opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe oraz organizacje pracodawców.

Projekt nie podlegał opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia zawiera przepisy techniczne, o których mowa w §4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.), i w związku z tym podlega procedurze notyfikacji.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedłożenia Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnień, o których mowa w § 39 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2022r. poz. 348).

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostały omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z …… r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	*Łącznie (0-10)*
Dochody ogółem	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
budżet państwa												
JST												
pozostałe jednostki (oddzielnie)												
Wydatki ogółem	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
budżet państwa												
JST												
pozostałe jednostki (oddzielnie)												
Saldo ogółem	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

budżet państwa												
JST												
pozostałe jednostki (oddzielnie)												

Źródła finansowania	Brak skutków finansowych projektowanej regulacji.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Brak

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców, oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe, a także osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	*Łącznie (0-10)*
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z …… r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0
	osoby niepełnosprawne	0	0	0	0	0	0	0
	osoby starsze	0	0	0	0	0	0	0
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa							
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Prezentowane rozwiązania legislacyjne wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym, branży oraz lokalnych przedsiębiorców, które kierowane były do administracji rządowej.						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Brak wpływu						
	osoby niepełnosprawne	Brak wpływu						
	osoby starsze	Brak wpływu						
Niemierzalne		----------						

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	----------

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☒ nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:

Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy

9. Wpływ na rynek pracy

Projekt nie będzie miał bezpośredniego wpływu na rynek pracy, niemniej jednak zaproponowane rozwiązania mogą mieć pośredni wpływ na utrzymanie miejsc pracy zaangażowanych w rozwój odnawianych źródeł energii.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☐ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☐ inne:	☐ demografia ☐ mienie państwowe	☐ informatyzacja ☐ zdrowie

Omówienie wpływu	Projekt nie wpłynie na sytuację ekonomiczną i społeczną rodziny, a także sytuację osób niepełnosprawnych oraz starszych.

11.Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Termin wejścia w życie projektowanego rozporządzenia został określony na 14 dni od dnia ogłoszenia.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Nie dotyczy.

13.Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

Brak

Projekt

R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

M I N I S T R A K L I M A T U I Ś R O D O W I S K A [1)]

z dnia

w sprawie wymagań dotyczących sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii

Na podstawie art. 61 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1387, 1383, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz…) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa:

1) wymagania dotyczące sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą", oraz inne paliwa;
2) sposób dokonywania pomiarów ilości energii elektrycznej na potrzeby ustalenia rzeczywistego rozliczenia obowiązku wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przez wytwórcę, który wygrał aukcję, o której mowa w art. 72 ust. 1ustawy, albo aukcję na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1 ustawy, lub uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8 albo w art. 70h ust. 5 ustawy;
3) sposób przeliczania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu na ilość energii wyrażoną w MWh;
4) miejsce i sposób dokonywania pomiarów ilości ciepła lub chłodu na potrzeby wydania gwarancji pochodzenia.

[1)] Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

§ 2. Pomiary ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii, wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22 ustawy, oraz inne paliwa są wykonywane:

1) zgodnie z przepisami ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach (Dz. U. z 2022 r. poz. 2063), w zakresie pomiarów;
2) w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w § 3, 4 i 6, po wykonaniu badań biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego oraz udokumentowaniu tych badań w laboratorium badawczym:
   a) posiadającym kompetencje w zakresie pomiarów i badań oraz ich dokumentowania, w szczególności kompetencje techniczne i biegłość, zgodne z aktualnym poziomem wiedzy i najlepszą praktyką, w szczególności określone w normie PN-EN ISO/IEC 17025,
   b) posiadającym akredytację jednostki certyfikującej, uzyskaną zgodnie z przepisami rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 765/2008 z dnia 9 lipca 2008 r. ustanawiającego wymagania w zakresie akredytacji i nadzoru rynku odnoszące się do warunków wprowadzania produktów do obrotu i uchylającego rozporządzenie (EWG) nr 339/93 (Dz. Urz. UE L 218 z 13.08.2008, str. 30).

§ 3. W przypadku wytworzenia energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu w instalacji odnawialnego źródła energii w procesie spalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego wspólnie z innymi paliwami, w tym odpadami, w celu obliczenia ilości tej energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu, wykonuje się pomiary ilości:

1) biomasy w postaci stałej i paliwa stałego innego niż biomasa, obejmujące pomiary masy każdego z tych paliw dostarczonych do procesu spalania;
2) biomasy w postaci ciekłej, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego oraz paliwa ciekłego lub gazowego innego niż biomasa, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy, obejmujące pomiary masy każdego z tych paliw dostarczonych do procesu spalania, wykonywane metodą bezpośrednią, polegającą na pomiarze masy za pomocą przepływomierzy masowych lub metodą pośrednią polegającą na pomiarze objętości z korekcją temperatury, a w przypadku paliw gazowych, także pomiaru ciśnienia tych paliw oraz określa się masę frakcji biodegradowalnych zawartych w odpadach przekształconych termicznie, dla których przyjęto oznaczanie zawartości frakcji biodegradowalnych metodą badań.

§ 4. W przypadku stosowania w instalacji odnawialnego źródła energii do wytworzenia energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu paliwa będącego mieszanką biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego oraz innych paliw, przygotowanego poza instalacją odnawialnego źródła energii zużywającą to paliwo, w celu obliczenia ilości energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu wytworzonych w tej instalacji, dokonuje się:

1) pomiarów ilości tego paliwa dostarczonego do procesu spalania w tej instalacji odnawialnego źródła energii;
2) oznaczenia ciepła spalania i obliczenia wartości opałowej tego paliwa oraz próbek paliw wchodzących w jego skład;
3) obliczenia udziału energii chemicznej biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego w energii chemicznej tego paliwa oraz jego rejestracji w sposób określony w § 11.

§ 5. 1. W przypadkach, o których mowa w § 3 i 4, pomiarów wymienionych tam wielkości dokonuje się co 24 godziny, na podstawie uśrednionej próby, z próbek pobieranych nie rzadziej niż co:

1) 8 godzin – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii o całkowitej zainstalowanej mocy cieplnej niższej niż 50 MW;
2) 4 godziny – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii o całkowitej zainstalowanej mocy cieplnej w zakresie od 50 MW do 250 MW włącznie;
3) 2 godziny – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii o całkowitej zainstalowanej mocy cieplnej wyższej niż 250 MW.

2. Dokonując pomiarów, o których mowa w ust. 1, uwzględnia się, że w przypadku:

1) okresowego zasilania pośredniego zbiornika paliwa, uniemożliwiającego pobranie próbki w czasie określonym w ust. 1, próbkę pobiera się w trakcie ciągłej pracy układu zasilania zbiornika, nie rzadziej niż co 2 godziny;
2) zmiany rodzaju dostarczanego paliwa, próbki pobiera się w ciągu godziny od zmiany paliwa, nie później niż przed kolejną zmianą rodzaju dostarczanego paliwa, niezależnie od ostatnio pobranych próbek w czasie określonym w pkt 1 lub w ust. 1, przed zmianą rodzaju paliwa;
3) dostawy biomasy kierowanej bezpośrednio do pośredniego zbiornika paliwa lub do spalania, uniemożliwiającej pobranie próbek w czasie określonym w pkt 1 lub w ust. 1, uśrednioną próbę do oznaczenia ciepła spalania i obliczenia wartości opałowej biomasy przygotowuje się z próbek pobieranych w okresie doby z każdej dostawy biomasy.

§ 6. W przypadku wytwarzania energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu w układzie hybrydowym, pomiarów dokonuje się oddzielnie dla energii dostarczonej do wytwarzania energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu wytworzonych:

1) z odnawialnych źródeł energii,

2) ze źródeł innych niż odnawialne

– o ile nie są wykonywane pomiary, o których mowa w § 3–5.

§ 7. Obliczenia ilości energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22 ustawy, oraz inne paliwa, dokonuje się przez zsumowanie wartości uzyskanych w wyniku pomiarów wykonanych zgodnie z § 2, z uwzględnieniem obliczeń wykonanych w sposób określony w § 8–10.

§ 8. Ilość energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu wytwarzanych z odnawialnych źródeł energii w układzie hybrydowym oblicza się, przyjmując proporcjonalny udział ilościowy energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w ilości energii wytworzonej we wszystkich źródłach zasilających instalację odnawialnego źródła energii, według wzoru:

$$\mathbf{E_{OZEh}} = \mathbf{E} * \frac{\sum_{i=1}^{n} \mathbf{E_{POi}}}{\sum_{i=1}^{n} \mathbf{E_{POi}} + \sum_{j=1}^{m} \mathbf{E_{PKj}}} \qquad E_{OZEh} = E * \frac{\sum_{i=1}^{n} E_{POi}}{\sum_{i=1}^{n} E_{POi} + \sum_{j=1}^{m} E_{PKj}},$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

E_{OZEh} – ilość energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu wytwarzanych z odnawialnych źródeł energii w układzie hybrydowym w [MWh lub GJ],

E – ilość energii elektrycznej wytworzonej w układzie hybrydowym i pomierzonej w miejscu, o którym mowa w § 12 lub § 13, albo ilość ciepła albo chłodu wytworzonego w układzie hybrydowym w [MWh lub GJ],

E_{POi} – ilość energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu wytworzonych z odnawialnych źródeł energii i wykorzystywanych w układzie hybrydowym w [MWh lub GJ],

E_{PKj} – ilość energii elektrycznej albo ciepła albo chłodu wytworzonych ze źródeł energii innych niż odnawialne i wykorzystywanych w układzie hybrydowym w [MWh lub GJ],

n – liczbę odnawialnych źródeł energii wytwarzających nośniki energii wykorzystywane w układzie hybrydowym,

m – liczbę źródeł energii wytwarzających nośniki energii wykorzystywane w układzie hybrydowym, innych niż odnawialne źródła energii.

§ 9. 1. W instalacji odnawialnego źródła energii, w której są spalane biomasa, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy wspólnie z innymi paliwami, w tym odpadami, energię wytworzoną z odnawialnych źródeł energii stanowią energia elektryczna albo ciepło albo chłód w ilości odpowiadającej udziałowi energii chemicznej biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego oraz frakcji biodegradowalnej odpadów w energii chemicznej paliwa zużywanego do wytwarzania energii, obliczonej na podstawie rzeczywistych wartości opałowych tych paliw, z uwzględnieniem § 8, według wzoru:

$$\mathbf{E_{OZE}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \mathbf{M_{fOBi} * q_{fBOi}} + \sum_{j=1}^{m} \mathbf{R_{Oj} * M_{ORj} * q_{ORj}} + \sum_{l=1}^{p} \mathbf{M_{Bl} * W_{Bl}}}{\sum_{k=1}^{o} \mathbf{M_{Kk} * q_{Kk}} + \sum_{i=1}^{n} \mathbf{M_{Oi} * q_{Oi}} + \sum_{j=1}^{m} \mathbf{M_{ORj} * q_{ORj}} + \sum_{l=1}^{p} \mathbf{M_{Bl} * W_{Bl}}} * \mathbf{E},$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

E_{OZE} – ilość energii elektrycznej albo ciepła chłodu wytworzonych z odnawialnych źródeł energii, w [MWh lub GJ];

E – ilość energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, w której są spalane biomasa, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy wspólnie z innymi paliwami, w tym odpadami, i pomierzonej w miejscu, o którym mowa w § 12 lub § 13, albo ilość ciepła albo chłodu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii, w której są spalane biomasa, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy wspólnie z innymi paliwami, w tym odpadami, w [MWh lub GJ],

M_{fBOi} – masę frakcji biodegradowalnych zawartych w odpadach przekształconych termicznie, dla których przyjęto oznaczanie zawartości frakcji biodegradowalnych metodą badań (obliczona z wykorzystaniem wyniku oznaczania frakcji biodegradowalnej według obowiązującej normy), w [Mg];

q_{fBOi} – wartość opałową, w stanie roboczym, frakcji biodegradowalnych odpadów przekształconych termicznie, dla których przyjęto oznaczanie zawartości frakcji biodegradowalnych metodą badań (obliczona z wykorzystaniem wyniku oznaczania frakcji biodegradowalnej według obowiązującej normy), w [MJ/Mg];

n – liczbę rodzajów odpadów przekształconych termicznie, dla których przyjęto oznaczanie zawartości frakcji biodegradowalnych metodą badań;

R_{Oj} – udział ryczałtowy (0-1) dla odpadów przekształconych termicznie, dla których przyjęto ryczałtowy udział energii chemicznej frakcji biodegradowalnych;

M_{ORj} – masę całkowitą odpadów przekształconych termicznie, dla których przyjęto ryczałtowy udział energii chemicznej frakcji biodegradowalnych, w [Mg];

q_{ORj} – wartość opałową, w stanie roboczym, odpadów przekształconych termicznie, dla których

przyjęto ryczałtowy udział energii chemicznej frakcji biodegradowalnych, w [MJ/Mg];

m – liczbę rodzajów odpadów przekształconych termicznie, dla których przyjęto ryczałtowy udział energii chemicznej frakcji biodegradowalnych;

M_{Kk} – masę paliwa innego niż odpady zawierające frakcje biodegradowalne, biomasa, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy, spalonych w instalacji odnawialnego źródła energii, w [Mg];

q_{Kk} – wartość opałową, w stanie roboczym, paliwa innego niż odpady zawierające frakcje biodegradowalne, biomasa, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy, spalonych w instalacji odnawialnego źródła energii, w [MJ/Mg];

o – liczbę rodzajów paliw innych niż odpady zawierające frakcje biodegradowalne, biomasa, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy, spalonych w instalacji odnawialnego źródła energii;

M_{Oi} – masę całkowitą odpadów, dla których przyjęto oznaczanie udziału frakcji biodegradowalnych metodą badań, w [Mg];

q_{Oi} – wartość opałową (w stanie roboczym) odpadów, dla których przyjęto oznaczanie udziału frakcji biodegradowalnych metodą badań, w [MJ/Mg];

M_{Bl} – masę biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego spalonych w instalacji odnawialnego źródła energii , w [Mg],

W_{Bl} – wartość opałową biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego spalonych w instalacji odnawialnego źródła energii, w [MJ/Mg],

p – liczbę rodzajów biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego spalonych w instalacji odnawialnego źródła energii

2. Masę frakcji biodegradowalnych, o której mowa w ust. 1, oblicza się według wzoru:

$$M_{fBOi} = M_{Oi} * Y_{Boi,}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

M_{Oi} – masę całkowitą odpadów, dla których przyjęto oznaczanie udziału frakcji biodegradowalnych metodą badań, w [Mg];

Y_{BOi} – udział frakcji biodegradowalnych określonych na podstawie badań.

§ 10. 1. Ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii w instalacji odnawialnego źródła energii będącej elektrownią wodną z członem pompowym oblicza się według wzoru:

$$\mathbf{E_{OZEW}} = \mathbf{E_{CW}} * \left(1 - \frac{V_p}{V_c}\right) \quad E_{OZEW} = E_{CW} * \left(1 - \frac{V_p}{V_c}\right),$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

E_{OZEW} – ilość energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii będącej elektrownią wodną z członem pompowym w [MWh],

E_{CW} – całkowitą ilość energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii będącej elektrownią wodną z członem pompowym i pomierzonej w miejscu, o którym mowa w § 12 lub § 13, w [MWh],

V_p – objętość wody przepompowanej, określaną na podstawie pomiaru strumienia objętości wody przepompowanej w [m^3],

V_c – objętość całkowitą wody pobranej przez turbiny elektrowni wodnej, określaną na podstawie pomiaru strumienia objętości wody pobranej przez te turbiny w [m^3].

2. W przypadku braku możliwości dokonania pomiarów w związku z kalibrowaniem lub serwisowaniem urządzeń służących do pomiaru strumienia objętości wody, dopuszcza się określenie objętości wody przepompowanej i wody pobranej przez turbiny dla celów obliczania ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii będącej elektrownią wodną z członem pompowym przy wykorzystaniu metod pośrednich opartych o charakterystyki energetyczne hydrozespołów. Okres ten nie może przekroczyć 336 godzin w roku.

3. Przez kalibrowanie i serwisowanie urządzeń, o których mowa w ust. 2, rozumie się czynności wykonywane w sposób określony w instrukcji obsługi tych urządzeń.

§ 11. 1. Dane dotyczące ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22 ustawy, oraz inne paliwa, rejestruje się w książce rejestrowej z ponumerowanymi kartami dziennymi lub z zastosowaniem elektronicznego systemu przetwarzania danych.

2. Przez dane, o których mowa w ust. 1, rozumie się również wyniki pomiarów i obliczeń, o których mowa w § 3–5.

3. Rejestrację danych w książce rejestrowej z ponumerowanymi kartami dziennymi prowadzi się w następujący sposób:

1) każdą pozycję rejestrowanych danych, po dokonaniu wpisów, podkreśla się poziomą linią;
2) poprawki wprowadza się w sposób umożliwiający odczytanie poprawionego lub skreślonego zapisu; poprawki potwierdza się podpisem osoby rejestrującej.

4. Rejestrację danych z zastosowaniem elektronicznego systemu przetwarzania danych prowadzi się w sposób:

1) chronologiczny;
2) umożliwiający:
   a) wgląd do treści dokonywanych zapisów oraz ochronę przechowywanych danych przed usunięciem lub zniekształceniem,
   b) sporządzanie wydruków za każdy dzień.

§ 12. Pomiarów:

1) ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii na potrzeby ustalenia rzeczywistego rozliczenia obowiązku wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przez wytwórcę, który wygrał aukcję, o której mowa w art. 72 ust. 1 ustawy, albo aukcję na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1 ustawy, lub uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8 albo w art. 70h ust. 5 ustawy, dokonuje się na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych w miejscu wprowadzenia tej energii do sieci elektroenergetycznej,

2) ciepła albo chłodu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii, dokonuje się na podstawie odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego w miejscu przyłączenia źródła ciepła albo chłodu do sieci ciepłowniczej albo chłodniczej, albo w przypadku lokalnego źródła ciepła albo chłodu, na podstawie odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego zainstalowanego w źródle ciepła albo chłodu.

§ 13. Ciepło albo chłód występujące jako energia w jednostkach [GJ] podaje się w jednostkach [MWh] stosując do przeliczenia następującą zależność:

$$1\ [GJ] = 0{,}278\ [MWh],$$

– w zaokrągleniu do liczb całkowitych.

§ 14. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia[2)].

MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA

[2)] Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 21 sierpnia 2018 r. w sprawie wymagań dotyczących sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii (Dz. U. poz. 1596), które traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 44 pkt 4 ustawy z dnia … o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz….).

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań dotyczących sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii stanowi wykonanie delegacji ustawowej z art. 61 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą". Zgodnie z ww. przepisami, minister właściwy do spraw klimatu został zobowiązany do określenia w drodze rozporządzenia:

1) wymagania dotyczące sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą", oraz inne paliwa;
2) sposób dokonywania pomiarów ilości energii elektrycznej na potrzeby ustalenia rzeczywistego rozliczenia obowiązku wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przez wytwórcę, który wygrał aukcję, o której mowa w art. 72 ust. 1 ustawy, albo aukcję na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1 ustawy, lub uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w Art. 70b ust. 8 albo art. 70h ust. 5 ustawy;
3) sposób przeliczania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu na ilość energii wyrażoną w MWh;
4) miejsce i sposób dokonywania pomiarów ilości ciepła lub chłodu na potrzeby wydania gwarancji pochodzenia.

Proponuje się, aby projektowane rozporządzenie weszło w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Projektowane przepisy zostały przeanalizowane pod kątem wpływu na mikro, małe i średnie przedsiębiorstwa. Regulacje zawarte w projekcie rozporządzenia nie będą miały wpływu na ich funkcjonowanie.

Projekt rozporządzenia z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny, zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz.

597).

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, zgodnie z § 27 ust. 4 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2022 r. poz. 348).

Projekt rozporządzenia jest zgodny z przepisami Unii Europejskiej.

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań dotyczących sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** Pani Anna Moskwa – Minister Klimatu i Środowiska Pan Ireneusz Zyska – Sekretarz Stanu **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu** Paweł Bogusławski – Główny Specjalista tel. 691 985 561 mail: pawel.boguslawski@klimat.gov.pl	**Data sporządzenia** 30.03.2023 r. **Źródło** Upoważnienie ustawowe art. 61 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1387, z późn. zm.) **Nr w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska** **…….**

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Konieczność wydania projektowanego wynika z nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii przez ustawę z dnia …, która zmieniła brzmienie art. 61 ustawy OZE, który zobowiązuje ministra właściwego do spraw klimatu do wydania rozporządzenia, które określa:

1) wymagania dotyczące sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą", oraz inne paliwa;
2) sposób dokonywania pomiarów ilości energii elektrycznej na potrzeby ustalenia rzeczywistego rozliczenia obowiązku wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przez wytwórcę, który wygrał aukcję, o której mowa w art. 72 ust. 1 ustawy albo aukcję na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1 ustawy, lub uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8 lub art. 70h ust. 5 ustawy;
3) sposób przeliczania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu na ilość energii wyrażoną w MWh;
4) miejsce i sposób dokonywania pomiarów ilości ciepła lub chłodu na potrzeby wydania gwarancji pochodzenia.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Rozwiązaniem problemu zdefiniowanego w pkt 1 jest wydanie rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska. Osiągnięcie celu proponowanej regulacji nie jest możliwe za pomocą innych środków niż wydanie rozporządzenia.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie dotyczy. Brak znanych przypadków podobnych rozwiązań.

Rozwiązywany problem wynika z konstrukcji ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz jej nowelizacji i nie dotyczy innych państw.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt			
Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Wytwórcy energii elektrycznej z OZE w instalacjach OZE.	Trudna do oszacowania. Powyżej 1 000	Szacunki.	Projekt rozporządzenia ma charakter informacyjny. Zawiera wytyczne odnośnie: parametrów technicznych, technologicznych; wykonywania pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania energii elektrycznej i cieplnej wytworzonej w instalacji OZE; ilości udziału biomasy lokalnej w masie biomasy, m.in. na potrzeby otrzymania świadectwa pochodzenia lub sporządzenia deklaracji przystąpienia do aukcji; miejsc i sposobu wykonywania pomiarów energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE oraz metody proporcjonalnego określania ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (Dz. U. z 2016 r., poz. 1006, z późn. zm.), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt rozporządzenia zostanie przekazany do konsultacji publicznych do następujących podmiotów:

1) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
2) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych;
3) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
4) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej;
5) Przemysłowy Instytut Motoryzacji;
6) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o.;
7) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
8) Towarowa Giełda Energii S.A.;
9) Agencja Rynku Energii S.A.;
10) Towarzystwo Obrotu Energią;
11) Krajowa Izba Gospodarcza;
12) Polska Izba Gospodarcza „EKO-ROZWÓJ”;
13) Instytut na Rzecz Ekorozwoju;
14) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
15) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej;
16) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii;
17) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie;
18) Polskie Towarzystwo Certyfikacji Energii;
19) Panel Słoneczny 20x2020 - Instytut Energetyki Odnawialnej;
20) Polskie Towarzystwo Energetyki Słonecznej PTES-ISES;
21) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki;
22) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła;
23) Polska Geotermalna Asocjacja;
24) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne;
25) Polskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła (PSPC);
26) Krajowe Forum Chłodnictwa Związek Pracodawców;
27) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych;
28) Towarzystwo Elektrowni Wodnych;

29)Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
30)Polskie Towarzystwo Energetyki Wiatrowej;
31)Krajowy Związek Rolników, Kółek i Organizacji Rolniczych;
32)Krajowa Rada Izb Rolniczych;
33)Polska Izba Biomasy;
34)Polskie Towarzystwo Biomasy Polbiom;
35)Stowarzyszenie Papierników Polskich;
36)Polska Izba Gospodarcza Przemysłu Drzewnego;
37)Krajowe Stowarzyszenie Sołtysów;
38)Ogólnopolska Izba Gospodarcza Recyklingu;
39)Polskie Stowarzyszenie Biogazu;
40)Polski Komitet Energii Elektrycznej;
41)Stowarzyszenie Producentów Polska Biomasa;
42)Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego;
43)Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan;
44)SGS Polska Sp. z o. o.;
45)DEKRA Certification Sp. z o. o.;
46)Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla;
47)Instytut Technologii Drewna;
48)Biocontrol Sp. z o. o.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania następującym podmiotom:

1) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej;
2) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
3) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych ani praw i interesów związków pracodawców, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe ani przez reprezentatywne organizacje pracodawców.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. z 2005 r. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez RDS.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z … r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0–10)
Dochody ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Wydatki ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Źródła finansowania	Rozporządzenie nie ma wpływu na dochody i wydatki budżetu państwa.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Projektowana regulacja nie pociąga za sobą obciążeń budżetu państwa oraz budżetów jednostek samorządu terytorialnego wobec czego nie wskazuje się źródeł finansowania.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

Skutki								
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0–10)
W ujęciu pieniężnym (w tys. zł, ceny stałe z … r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków						
		Brak						
Niemierzalne		Brak						
		Brak						

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Projektowana regulacja nie będzie miała wpływu na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym na funkcjonowanie przedsiębiorstw.

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☒ nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☐ nie dotyczy
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☐ nie dotyczy

9. Wpływ na rynek pracy

Rozporządzenie nie zawiera przepisów, które w bezpośredni sposób wpływałyby na rynek pracy.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☐ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☐ inne:	☐ informatyzacja ☐ zdrowie
Omówienie wpływu	Brak	

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od ogłoszenia.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Zmiana rozporządzenia ma charakter wyłącznie techniczny i dostosowujący, nie jest planowana ewaluacja jej efektów.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

Brak

Projekt

R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

M I N I S T R A K L I M A T U I Ś R O D O W I S K A [1)]

z dnia

w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe

Na podstawie art. 62 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz..) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa:

1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe;
2) miejsce dokonywania pomiarów ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe;
3) sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh.

§ 2. 1. Pomiary ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe wykonuje się przy użyciu przyrządów pomiarowych i ich podzespołów, które spełniają wymagania określone w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 12 pkt 1–5 ustawy z dnia 13 kwietnia 2016 r. o systemach oceny zgodności i nadzoru rynku (Dz. U. z 2022 r. poz. 1854).

[1)] Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

2. Pomiary ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe wykonuje się:

1) w sposób ciągły;
2) w miejscu zlokalizowanym bezpośrednio przed punktem, w którym biogaz, biogaz rolniczy, biometan będzie przeznaczony do dalszego wykorzystania, z wyłączeniem biometanu przeznaczonego do skroplenia, którego pomiarów dokonuje się w miejscu zlokalizowanym bezpośrednio przed punktem jego skroplenia.

§ 3. 1. Dane dotyczące ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe rejestruje się w książce rejestrowej z ponumerowanymi kartami dziennymi lub z zastosowaniem elektronicznego systemu przetwarzania danych.

2. Rejestrację danych w książce rejestrowej z ponumerowanymi kartami dziennymi prowadzi się w następujący sposób:

1) każdą pozycję rejestrowanych danych, po dokonaniu wpisów, podkreśla się poziomą linią;
2) poprawki wprowadza się w sposób umożliwiający odczytanie poprawionego lub skreślonego zapisu;
3) poprawki potwierdza się podpisem osoby rejestrującej.

3. Rejestrację danych z zastosowaniem elektronicznego systemu przetwarzania danych prowadzi się w sposób:

1) chronologiczny;
2) umożliwiający:
   a) wgląd do treści dokonywanych zapisów oraz ochronę przechowywanych danych przed usunięciem lub zniekształceniem;
   b) sporządzanie wydruków za każdy dzień.

§ 4. Ilość biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe oblicza się sumując wskazania przyrządów pomiarowo-rozliczeniowych instalacji odnawialnego źródła energii, w których konstrukcji, sposobie wykonania i charakterystyce metrologicznej uwzględniono aktualny poziom wiedzy i najlepszą praktykę.

§ 5. 1. Ilość biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowancyh środkami transportu innymi niż sieci gazowe przelicza się na ilość energii według wzoru:

$$E = CS \times V \times 0{,}00028$$

gdzie:

E – energia zawarta w biogazie, biogazie rolniczym albo biometanie wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe, wyrażona w MWh;

CS – średniodobowe ciepło spalania biogazu, biogazu rolniczego albo biometanu wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe, wyrażone w MJ/m^3;

V – ilość biogazu, biogazu rolniczego albo biometanu wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe, wyrażona w m^3;

0,00028 – współczynnik konwersji wynikający z przeliczania MJ na MWh.

2. W celu określenia średniodobowego ciepła spalania biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe, o którym mowa w ust. 1:

1) w regularnych odstępach czasu, nie rzadziej niż co godzinę, wykonuje się pomiary ciepła ich spalania wyznaczone na podstawie stężeń co najmniej metanu, azotu, dwutlenku węgla, tlenu w próbce biogazu, biogazu rolniczego albo biometanu, zgodnie z aktualnym poziomem wiedzy i najlepszą praktyką, w szczególności określone w normie PN-EN ISO 6976 *Gaz ziemny. Obliczanie wartości kalorycznych, gęstości, gęstości względnej i liczby Wobbego na podstawie składu*;
2) uśrednia się, w cyklu dobowym, pozyskane w wyniku pomiarów wartości ciepła spalania biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe.

§ 6. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe realizuje upoważnienie z art. 62 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Na podstawie niniejszego upoważnienia minister właściwy do spraw klimatu i środowiska, w drodze rozporządzenia, określa:

1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe;

2) miejsce dokonywania pomiarów ilości wytwarzanego biogazu, biogazu rolniczego i biometanu wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe;

3) sposób przeliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh.

– biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa obrotu, dostępne technologie oraz potrzebę ustalenia ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe.

W § 1 został określony zakres przedmiotowy projektu rozporządzenia.

W § 2 określono wymagania dotyczące przyrządów pomiarowych i ich podzespołów w zakresie wykonywania pomiarów ilości biogazu, biogazu rolniczego, biometanu, wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe. Ponadto określono częstotliwość i miejsce pobrania próbki biogazu, biogazu rolniczego, biometanu.

W § 3 określono wymagania w zakresie sposobu rejestracji ilości biogazu, biogazu rolniczego, biometanu wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe.

W § 4 określono sposób obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe po przez zsumowanie wskazań przyrządów pomiarowo-rozliczeniowych instalacji odnawialnego źródła energii, w których konstrukcji, sposobie wykonania i charakterystyce metrologicznej uwzględniono aktualny poziom wiedzy i najlepszą praktykę.

W § 5 ust. 1 wprowadzono wzór stosowany do przeliczenia ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh.

W ust. 2 określono zasady wyznaczania ciepła spalania biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe

na podstawie stężeń co najmniej metanu, azotu, dwutlenku węgla, tlenu, które stanowią podstawowe składniki chemiczne biogazu, biogazu rolniczego i biometanu.

Analiza może zostać rozszerzona do innych związków chemicznych, jeśli metodyka pomiaru je uwzględnia. Jednak ze względu na podstawowy skład biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, obejmujący wymienione powyżej związki chemiczne, pomiary stężeń możemy ograniczyć tylko do metanu, azotu, dwutlenku węgla i tlenu.

Stężenia metanu, azotu, dwutlenku węgla, tlenu mierzy się na podstawie składu chemicznego certyfikowanej mieszaniny wzorcowej, przy wykorzystaniu urządzenia pomiarowego, którego poprawność pomiarowo-analityczna jest kontrolowana nie rzadziej niż raz w roku przez porównania międzylaboratoryjne z laboratorium akredytowanym w tym zakresie.

Na podstawie wyznaczonych stężeń chemicznych określa się ciepła spalania dla biogazu biogazu rolniczego, biometanu zgodnie z aktualnym poziomem wiedzy i najlepszą praktyką, w szczególności określone w normie PN-EN ISO 6976 *Gaz ziemny. Obliczanie wartości kalorycznych, gęstości, gęstości względnej i liczby Wobbego na podstawie składu*.

W § 6 określono termin wejścia w życie rozporządzenia.

Proponuje się, aby projektowane rozporządzenie weszło w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji aktów prawnych, określonej w przepisach rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projekt nie wywiera wpływu na funkcjonowanie mikro i małych przedsiębiorców.

Projekt przedmiotowej regulacji, zgodnie z wymogami określonymi w art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** Anna Moskwa, Minister Klimatu i Środowiska **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu** Agnieszka Wiśniewska-Baran, Starszy specjalista Departament Odnawialnych Źródeł Energii agnieszka.wisniewska-baran@klimat.gov.pl	**Data sporządzenia** 30.03.2023 **Źródło** Upoważnienie ustawowe art. 62 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.) **Nr w Wykazie prac legislacyjnych** Ministra Klimatu i Środowiska …….

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Niniejsze rozporządzenie stanowi realizację delegacji ustawowej z art. 62 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zgodnie z którą minister właściwy do spraw klimatu i środowiska określi:

1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe,

2) miejsce dokonywania pomiarów ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe,

3) sposób przeliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh

– biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa obrotu, dostępne technologie oraz potrzebę ustalenia ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilości energii wyrażoną w MWh.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Dzięki wprowadzonym przepisom możliwe stanie się ustalenie rzeczywistej ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu wytworzonego i transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe. Celem projektowanych regulacji jest określenie wymagań pomiarów, miejsca przeprowadzania pomiarów oraz sposobu rejestracji wytwarzanego biogazu, biogazu rolniczego i biometanu transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe. Ponadto, w projekcie został wprowadzony sposób przeliczania biogazu, biogazu rolniczego, biometanu wytworzonego i transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh.

Biorąc pod uwagę, że projektowane rozporządzenie realizuje obligatoryjne upoważnienie ustawowe, nie ma możliwości osiągnięcia założonego celu w sposób inny niż przez podjęcie stosownych działań legislacyjnych.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Rozwiązywany problem wynika wprost z kształtu projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99) i nie jest przedmiotem analogicznych rozwiązań w innych krajach europejskich.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Polskie Centrum Akredytacji (PCA)	1	www.pca.gov.pl	PCA będzie wydawać akredytacje

			laboratoriom akredytowanym, których zadaniem będzie przygotowanie próbki do weryfikacji poprawności pomiarowo-analitycznej chromatografów gazowych niezbędnych do wyznaczenia składu chemicznego biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe
Laboratoria akredytowane	Brak konkretnych danych	Brak	Laboratoria akredytowane będą przygotowywać próbki do weryfikacji poprawności pomiarowo-analitycznej chromatografów gazowych niezbędnych do wyznaczenia składu chemicznego biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe
Laboratoria badawcze	Brak konkretnych danych	Brak	Laboratoria badawcze będą przeprowadzać okresowe kontrole poprawności pomiarowo-analitycznej chromatografów gazowych niezbędnych do określenia składu chemicznego biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe
Przedsiębiorcy (wytwórcy biogazu, biogazu rolniczego i biometanu)	Brak konkretnych danych	Brak	Wprowadzone regulacje są podstawą do przeprowadzania pomiarów, rejestracji i sposobu przeliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu,

			wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji (14 dni) do następujących podmiotów:

1) Bank Gospodarstwa Krajowego
2) Bank Ochrony Środowiska
3) Ekorozwój Polska Izba Gospodarcza
4) Enea Operator Sp. z o.o.
5) Energa-Operator S.A.
6) EON Sp. z o.o.
7) Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
8) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej
9) Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska
10) Główny Urząd Miar
11) Grupa Lotos S.A.
12) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności
13) Instytut Energetyki Odnawialnej
14) Instytut na Rzecz Ekorozwoju
15) Instytut Nafty i Gazu-Państwowy Instytut Badawczy
16) Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy
17) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska
18) Izba Gospodarcza Gazownictwa
19) Kancelaria Prawna Tarka Trupkiewicz i Wspólnicy Sp. z o.o.
20) Konfederacja Lewiatan
21) Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan
22) Krajowa Izba Gospodarcza
23) Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM
24) Orlen Południe S.A.
25) PGE Dystrybucja S.A.
26) PKP Energetyka S.A.
27) Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.
28) Polska Izba Biomasy
29) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej
30) Polska Platforma LNG i BioLNG
31) Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
32) Polski Koncern Naftowy Orlen S.A.
33) Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
34) Polskie Stowarzyszenie Biogazu
35) Polskie Stowarzyszenie Biometanu
36) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego
37) Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej
38) Stowarzyszenie "Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności - Isee"
39) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej
40) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii

41) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów
42) Stowarzyszeniem Energii Odnawialnej
43) Towarowa Giełda Energii S.A.
44) Towarzystwo Obrotu Energią (TOE)
45) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego
46) Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie
47) Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu
48) Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu
49) Uniwersytet Rolniczy w Krakowie
50) Urząd Dozoru Technicznego
51) Urząd Regulacji Energetyki
52) Veolia Energia Polska
53) Zielony Gaz Dla Klimatu
54) Związek Banków Polskich

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
3) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej
4) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.
Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców.
Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej.
Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.
Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.
Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z …… r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	*Łącznie (0-10)*
Dochody ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wydatki ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Źródła finansowania	Brak wpływu
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Z projektowanych przepisów nie wynikają obciążenia dla budżetu państwa oraz budżetów jednostek samorządu terytorialnego, wobec czego nie wskazuje się źródeł finansowania.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	*Łącznie (0-10)*
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z …… r.)	duże przedsiębiorstwa							
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków.						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków.						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków.						
Niemierzalne		Brak wpływu						
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		Projektowana regulacja nie będzie miała wpływu na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym na funkcjonowanie przedsiębiorstw.						

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☒nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☐ nie dotyczy
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne: …	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne: …
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy

Komentarz:
Brak wpływu na obciążenia regulacyjne.

9. Wpływ na rynek pracy

Projektowana regulacja może mieć wpływ na rynek pracy i przyczynić się do utworzenia nowych miejsc pracy. Przede wszystkim, ze względu na konieczność przeprowadzania pomiarów biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe przez wykwalifikowanych pracowników jednostek akredytowanych. Ponadto, zaproponowane rozwiązania mogą mieć pośredni wpływ na utrzymanie miejsc pracy zaangażowanych w rozwój odnawianych źródeł energii.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☐ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☐ inne	☐ demografia ☐ mienie państwowe	☐ informatyzacja ☐ zdrowie

Omówienie wpływu	

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Przyjęte regulacje w zakresie pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, wytworzonych i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe będą na bieżąco monitorowane i poddawane weryfikacji w zależności od rozwoju i kształtowania się rynku.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

Nie dotyczy.

Projekt

R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

M I N I S T R A K L I M A T U I Ś R O D O W I S K A [1)]

z dnia

w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego

Na podstawie art. 62a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. ..) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa:

1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe;
2) miejsce dokonywania pomiarów ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe;
3) sposób przeliczania ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh.

§ 2. Pomiary ilości wodoru odnawialnego są dokonywane przez wytwórcę wodoru odnawialnego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach (Dz. U. z 2022 r. poz. 2063) oraz zgodnie z aktualnym poziomem wiedzy i najlepszą praktyką.

§ 3. 1. Dane dotyczące ilości wodoru odnawialnego rejestruje się w książce rejestrowej z ponumerowanymi kartami dziennymi lub z zastosowaniem elektronicznego systemu przetwarzania danych.

2. Rejestrację danych w książce rejestrowej z ponumerowanymi kartami dziennymi prowadzi się w następujący sposób:

1) każdą pozycję rejestrowanych danych, po dokonaniu wpisów, podkreśla się poziomą linią;

[1)] Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 3 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

2) poprawki wprowadza się w sposób umożliwiający odczytanie poprawionego lub skreślonego zapisu i potwierdza się podpisem osoby rejestrującej.

3. Rejestrację danych z zastosowaniem elektronicznego systemu przetwarzania danych prowadzi się w sposób:

1) chronologiczny;

2) umożliwiający:

a) wgląd do treści dokonywanych zapisów oraz ochronę przechowywanych danych przed usunięciem lub zniekształceniem,

b) sporządzanie wydruków za każdy dzień.

§ 4. Ilość wodoru odnawialnego oblicza się na podstawie zsumowania wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, w których konstrukcji, sposobie wykonania i charakterystyce metrologicznej uwzględniono aktualny poziom wiedzy i najlepszą praktykę.

§ 5. Pomiarów ilości wodoru odnawialnego dokonuje wytwórca wodoru odnawialnego w miejscu jego wytworzenia.

§ 6. Ilość wodoru odnawialnego na ilość energii wyrażoną w MWh przelicza się według wzoru:

$$\mathrm{Eoze} = \frac{M_{H2} \times 39{,}41}{1000}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Eoze – ilość energii wytworzonej z wodoru odnawialnego w [MWh],

M_{H2} – ilość wodoru odnawialnego wytworzonego z wykorzystaniem energii z odnawialnych źródeł energii w [kg],

– przyjmując, że 1kg wodoru odnawialnego zawiera 39,41 kWh energii.

§ 7. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego realizuje delegację ustawową z art. 62a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Zgodnie z ww. przepisem minister właściwy do spraw klimatu, w drodze rozporządzenia, określa:

1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe,

2) miejsce dokonywania pomiarów ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe,

3) sposób przeliczania ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh

- biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa obrotu, dostępne technologie oraz potrzebę ustalenia ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe.

W § 1 został określony zakres przedmiotowy projektu rozporządzenia.

W § 2 określono wymagania w zakresie wykonywania pomiarów wodoru odnawialnego.

W § 3 określono sposób rejestracji wodoru odnawialnego oraz wyników pomiarów i obliczeń wodoru odnawialnego.

W § 4 określono sposób obliczania ilości wodoru odnawialnego przez zsumowanie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, w których konstrukcji, sposobie wykonania i charakterystyce metrologicznej uwzględniono aktualny poziom wiedzy i najlepszą praktykę.

W § 5 określono miejsce dokonywania pomiarów wodoru odnawialnego.

W § 6 określono wzór do przeliczania wodoru odnawialnego, na ilość energii (chemicznej) wyrażoną w MWh. We wskazanym wzorze określono również konkretną wartość opałową wodoru odnawialnego.

W § 7 określono termin wejścia w życie rozporządzenia. Proponuje się, aby projektowane rozporządzenie weszło w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji aktów prawnych, określonej w przepisach rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projekt rozporządzenia nie dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej i nie wpływa na działalność mikro przedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców.

Projekt przedmiotowej regulacji, zgodnie z wymogami określonymi w art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** Ireneusz Zyska – Sekretarz Stanu, Pełnomocnik Rządu ds. Odnawialnych Źródeł Energii w MKiŚ **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu** Szymon Byliński – Dyrektor Departamentu Elektromobilności i Gospodarki Wodorowej, szymon.bylinski@klimat.gov.pl, 22 369 10 44	**Data sporządzenia** **30.03.2023** **Źródło** Upoważnienie ustawowe **Nr w wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska** **…….**

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Niniejsze rozporządzenie stanowi realizację delegacji ustawowej z art. 62a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą", która nakazuje określić:

1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe,

2) miejsce dokonywania pomiarów ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe,

3) sposób przeliczania ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe na ilość energii wyrażoną w MWh

– biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa obrotu, dostępne technologie oraz potrzebę ustalenia ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe.

Wprowadzone przepisy stanowią część legislacyjnego pakietu wodorowego ujętego w „*Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do roku 2040 (PSW)*", których celem jest implementacja dyrektywy RED II w zakresie gwarancji pochodzenia wodoru odnawialnego oraz określenie mechanizmów wsparcia produkcji wodoru odnawialnego z OZE.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Dzięki wprowadzonym przepisom możliwe stanie się ustalenie rzeczywistej ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe. W projekcie został także wprowadzony mechanizm przeliczania wodoru odnawialnego na ilość energii wyrażonej w MWh, której ustalenie jest następnie podstawą do wydania gwarancji pochodzenia. Ponadto celem projektowanych regulacji jest również określenie sposobu rejestracji wytwarzanego wodoru odnawialnego oraz miejsca dokonywania pomiarów wodoru odnawialnego.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Rozwiązywany problem wynika wprost z kształtu projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99) i nie jest przedmiotem analogicznych rozwiązań w innych krajach europejskich.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Polskie Centrum Akredytacji (PCA)	1	www.pca.gov.pl	PCA będzie wydawać akredytacje jednostkom akredytowanym, których zadaniem będzie weryfikacja ilości wytworzonego wodoru odnawialnego
Jednostki akredytowane	Brak konkretnych danych	Brak	Jednostki akredytowane będą zgłaszać się do PCA celem otrzymania akredytacji w

			zakresie weryfikacji ilości wytworzonego wodoru odnawialnego
Przedsiębiorcy (wytwórcy wodoru odnawialnego)	Brak konkretnych danych	Brak	Wprowadzone regulacje są podstawą do przeprowadzania pomiarów, rejestracji i sposobu przeliczania wodoru odnawialnego wytworzonego (przede wszystkim) przez przedsiębiorców, celem końcowego wydania gwarancji pochodzenia

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt był przedmiotem pre-konsultacji z Instytutem Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy oraz z Instytutem Energetyki.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt został przekazany do konsultacji (14 dni) do następujących podmiotów:

1.Agencja Rozwoju Przemysłu S.A.
2.Bank Gospodarstwa Krajowego
3.Bank Ochrony Środowiska S.A.
4.Polski Fundusz Rozwoju S.A.
5.PKN Orlen S.A.
6.PGNiG S.A.
7.Grupa Azoty S.A.
8.ENEA S.A.
9.PERN S.A.
10. Gaz-System S.A.
11. Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla
12. Remontowa Shiprepair Yard
13. EDAG Engineering Sp. z o.o.
14. Stworzarzyszenie Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności
15. ILF Consulting Engineers Sp. z o.o.
16. Zespół Doradców Gospodarczych TOR Sp. z o.o.
17. Zarząd Morskiego Portu Gdynia S.A.
18. Instytut Badań Edukacyjnych z siedzibą przy ul. Górczewskiej 8
19. Remontowa Shipbuilding S.A.
20. Związek Pracodawców Forum Okrętowe
21. Instytut Fizyki Molekularnej PAN z siedzibą w Poznaniu
22. Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
23. Regionalna Izba Gospodarcza Pomorza
24. MGS LAW Kancelaria Radców Prawnych Mądry, Sznycer, Sambożuk i Partnerzy
25. Krajowa Izba Gospodarcza
26. Kochański & Partners Sp. K.
27. OX2 Sp. z o.o.
28. Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
29. Fundacja Kierunkowskaz
30. Bireta Professional Translations A. Kempińska J. Woźniakowska Sp. J.

31. Centrum Rozwoju Transportu Sp. z o.o.
32. Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya Sp. z o.o.
33. ABB Sp. z o.o.
34. Uniwersytet Wrocławski
35. Politechnika Wrocławska
36. Politechnika Warszawska
37. Instytut Wysokich Ciśnień PAN
38. Instytut Transportu Samochodowego
39. Instytut Techniczny Wojsk Lotniczych
40. Instytut Maszyn Przepływowych Im. R. Szewalskiego PAN
41. Instytut Energetyki
42. Fundacja KEZO przy Centrum Badawczym PAN
43. Tauron Polska Energia S.A.
44. Politechnika Rzeszowska im. I. Łukasiewicza
45. Politechnika Krakowska im. T. Kościuszki
46. Polskie Towarzystwo Chemiczne
47. Izba Gospodarcza Gazownictwa
48. Polski Rejestr Statków S.A.
49. Główny Instytut Górnictwa
50. Towarowa Giełda Energii S.A.
51. Esperis Sp. z o.o. i Wspólnicy Sp. K.
52. Stowarzyszenie Hydrogen Poland
53. TÜV SÜD Polska Sp. z o.o.
54. Alpetrol Sp. z o.o.
55. Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności
56. Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych
57. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej
58. Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
59. Fundacja Global Impact Poland
60. Miejski Zakład Komunikacji Wejherowo Sp. z o.o.
61. Krajowa Spółka Cukrowa
62. Klinika Nowych Technologii Energetyki Środowiskowej Sp. z o.o.
63. JSW Innowacje S.A.
64. Krajowa Izba Klastrów Energii
65. Instytut Automatyki Systemów Energetycznych Sp. z o.o.
66. Hynfra Sp. z o.o.
67. Hynfra Energy Storage Sp. z o.o.
68. Hydrogenius Sp. z o.o.
69. Hydrogen First Sp. z o.o.
70. H. Cegielski - Fabryka Pojazdów Szynowych Sp. z o.o.
71. Grupa Lotos S.A.
72. G-ENERGY S.A.
73. GAS-TRADING S.A.
74. Fiorentini Polska Sp. z o.o.
75. Gas-Storage Poland Sp. z o.o.
76. Eko-Konsult Sp. z o.o.
77. Automatic Systems Sp. z o.o.
78. Biproraf Sp. z o.o.

79. Co-Made Sp. z o.o.
80. Ekoenergetyka Polska S.A.
81. Polenergia S.A.
82. ASE ATEX Sp. z o.o.
83. Alstom Konstal S.A.
84. PROJMOS Biuro Projektów Budownictwa Morskiego Sp. z o.o.
85. POL-SPEC-TECH-SERVICE Sp. z o.o.
86. Nexus Consultants Sp. z o.o.
87. Instytut Ekologii Terenów Uprzemysłowionych
88. Węglokoks S.A.
89. Wind & Water Systems Sp. z o.o.
90. WIT-Composites Stanisława Michalina Rusiecka
91. Zakład Produkcyjno-Badawczy "Politerm" Sp. z o.o.
92. Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii z siedzibą w Warszawie
93. Prosper Advertising & Publishing Maciej Czerniawski
94. Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy
95. Westwind Energy Polska Sp. z o.o.
96. Uniqate Sp. z o.o.
97. Wałbrzyskie Zakłady Koksownicze Victoria S.A.
98. Toyota Motor Company Limited Sp. z o.o.
99. Transition Technologies S.A.
100. PKP Energetyka S.A.
101. Stowarzyszenie Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych
102. Sonel S.A.
103. Stowarzyszenie Rozwoju Innowacyjności Energetycznej w Zgorzelcu - Koordynator Zgorzeleckiego Klastra Rozwoju OZE i Efektywności Energetycznej
104. RS Energy Sp. z o.o.
105. Przedsiębiorstwo Badawczo-Wdrożeniowe OLMEX S.A.
106. SES HYDROGEN S.A.
107. Sescom S.A.
108. Pratt & Whitney Rzeszów S.A.
109. Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego
110. Polska Izba Przemysłu Chemicznego
111. Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej
112. Polska Grupa Wodorowa Sp. z o.o.
113. Pojazdy Szynowe PESA Bydgoszcz S.A.
114. PGNiG Gazoprojekt S.A.
115. Nepthyne S.A.
116. Politechnika Lubelska
117. Centrum Łukasiewicz
118. Inwebit
119. Górnośląska-Zagłębiowska Metropolia
120. Sieć Badawcza Łukasiewicz - Instytut Ciężkiej Syntezy Organicznej "Blachownia"
121. Linde Gaz Polska Sp. z o.o.
122. Politechnika Śląska
123. Ekoenergetyka Engineering
124. Antea Group
125. 2AK Sp. z o.o. Sp. K.

126. Stowarzyszenie Polska Grupa Transformacji Wodorowej
127. Promet-Plast S.C. Elżbieta Jeżewska Andrzej Jeżewski
128. Fundacja na Rzecz Ochrony Dóbr Kultury
129. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie
130. AGH im. Stanisława Staszica w Krakowie
131. Andrzej Kozbiał, Adam Kozbiał PETROSTER - SERWIS S.J.
132. Regionalne Centrum Gospodarki Wodno-Ściekowej S.A.
133. LOTOS Petrobaltic S.A.
134. UTC Aerospace Systems Wrocław Sp. z o.o.
135. Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Przemysłu Chemicznego
136. Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie
137. Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki "ENERGOPOMIAR"
138. Siemens Mobility Sp. z o.o.
139. Logon S.A.
140. Stowarzyszenie Kujawsko-Pomorskie Centrum Edukacji Ekologicznej i Sportu
141. ARP E-VEHICLES Sp. z o.o.
142. J.S. Hamilton Poland S.A.
143. Katowicka Specjalna Strefa Ekonomiczna S.A.
144. Smartt Re Sp. z o.o.
145. Związek Pracodawców Polskie Szkło
146. OMIS S.A.
147. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii
148. Towarzystwo Ubezpieczeń i Reasekuracji WARTA S.A.
149. Honeywell Sp. z o.o.
150. Elektrometal S.A.
151. Electrum Induce Sp. z o.o.
152. Górnośląski Zakład Obsługi Gazownictwa Sp. z o.o.
153. Innovation Agnieszka Keller
154. Powszechny Zakład Ubezpieczeń S.A.
155. MP Polskie Klastry Sp. z o.o.
156. AIUT Sp. z o.o.
157. Polska Agencja Inwestycji i Handlu
158. Baltic Trade and Invest Sp. z o.o.
159. KGHM Polska Miedź S.A.
160. Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa
161. Domański Zakrzewski Palinka Sp. K.
162. Zespół Szkół Naftowo Gazowniczych Im. Ignacego Łukasiewicza w Krośnie
163. Kancelaria Ożóg Tomczykowski Sp. z o.o.
164. BEST Systemy Grzewcze Sp. z o.o.
165. Collegium Witelona Uczelnia Państwa
166. CIM-mes Projekt Sp. z o.o.
167. Uniwersytet Warszawski
168. Biuro Studiów, Projektów i Realizacji "Energoprojekt-Katowice" S.A.
169. Przedsiębiorstwo Handlowo-usługowe "GEMARK"
170. Ferox Energy System Sp. z o.o.
171. Naftoserwis Sp. z o.o.
172. Instytut Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza
173. DUON Dystrybucja Sp. z o.o.

174. Bonett Polska S.A.
175. Centrum Badań i Innowacji PRO-AKADEMIA
176. Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. w Rybniku
177. Stowarzyszenie Energii Odnawialnej
178. ArcelorMittal Poland S.A.
179. Grupa Azoty "KOLTAR" Sp. z o.o.
180. Międzynarodowe Targi Poznańskie Sp. z o.o.
181. mh.energy sp. z o.o.
182. Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.
183. SWECO Polska Sp. z o.o.
184. SMM Legal
185. Aleksander Tretyn Stowarzyszenie "Z energią o prawie"
186. Bank Energy Sp. z o.o.
187. Związek Banków Polskich
188. Veolia Energia Polska S.A.
189. Protium Prosta Spółka Akcyjna
190. Osborne Clarke Olkiewicz Świerzewski i Wspólnicy S.K.A.
191. Uniserv SA
192. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej
193. PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.
194. PGNiG Technologie Spółka Akcyjna
195. Uniwersytet Szczeciński
196. PGNiG TERMIKA Spółka Akcyjna
197. Dafnoss Poland sp. z o o.
198. W2H2 sp. z o.o.
199. Pracodawcy Rzeczpospolitej Polskiej
200. AVL Software and Functions
201. Województwo Pomorskie
202. Kuratorium Oświaty w Bydgoszczy
203. Gmina Słupsk

Projekt rozporządzenia został przesłany do opiniowania, z terminem 14 dni na zgłoszenie ewentualnych uwag, do następujących podmiotów:

1.Narodowe Centrum Badań i Rozwoju
2.Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
3.Narodowe Centrum Badań Jądrowych
4.Urząd Regulacji Energetyki
5.Główny Urząd Miar
6.Urząd Dozoru Technicznego
7.Urząd Transportu Kolejowego
8.Transportowy Dozór Techniczny
9.Komenda Główna Straży Pożarnej
10. Główny Urząd Nadzoru Budowlanego
11. Generalna Dyrekcja Dróg Krajowych i Autostrad
12. Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska
13. Centrum Łukasiewicz
14. Polskie Centrum Akredytacji

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców.

Projekt nie podlegał opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej.

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostały omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z … r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0–10)
Dochody ogółem												
budżet państwa												
JST												
pozostałe jednostki (oddzielnie)												
Wydatki ogółem												
budżet państwa												
JST												
pozostałe jednostki (oddzielnie)												
Saldo ogółem												
budżet państwa												
JST												
pozostałe jednostki (oddzielnie)												

Źródła finansowania	Brak wpływu
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Z projektowanych przepisów nie wynikają obciążenia dla budżetu państwa oraz budżetów jednostek samorządu terytorialnego, wobec czego nie wskazuje się źródeł finansowania.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0–10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z … r.)	duże przedsiębiorstwa							
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							

W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków.
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków.
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków.
Niemierzalne		Brak wpływu
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Projektowana regulacja nie będzie miała wpływu na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym na funkcjonowanie przedsiębiorstw.	

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☒nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☐ nie dotyczy
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☒ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☒nie dotyczy

Komentarz:

Brak wpływu na obciążenia regulacyjne.

9. Wpływ na rynek pracy

Projektowana regulacja może mieć wpływ na rynek pracy i przyczynić się do utworzenia nowych stanowisk. Przede wszystkim ze względu na konieczność weryfikacji ilości wytworzonego wodoru odnawialnego przez wykwalifikowanych pracowników jednostek akredytowanych.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☒ środowisko naturalne	☐ demografia	☐ informatyzacja
☐ sytuacja i rozwój regionalny	☐ mienie państwowe	☐ zdrowie
☒inne: energetyka		

Omówienie wpływu	Wodór odnawialny pozwali na wytworzenie „zielonej" energii elektrycznej, co stanowi wielką szansą nie tylko na dywersyfikację źródeł energii i kompleksową transformację energetyczną w Polsce, ale także na m.in. budowę gospodarki zeroemisyjnej i poprawę jakości środowiska naturalnego (ze szczególnym uwzględnieniem jakości powietrza).

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?
Przyjęte regulacje w zakresie pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego będą na bieżąco monitorowane i poddawane weryfikacji w zależności od rozwoju i kształtowania się rynku.
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)
„Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040 (PSW)”

Projekt

R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

R A D Y M I N I S T R Ó W

z dnia

w sprawie maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, dla których Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać w 20… r. zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej

Na podstawie art. 70i ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz…) zarządza się, co następuje:

§ 1. Maksymalna moc zainstalowana elektryczna poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 70g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, dla których w 20… r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5 tej ustawy, dla instalacji wykorzystujących do wytworzenia energii elektrycznej:

1) biogaz rolniczy – wynosi: ….. MW;
2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów – wynosi: ….. MW;
3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków – wynosi:….. MW;
4) biogaz inny niż określony w pkt 1-3 – wynosi: ….. MW;
5) hydroenergię – wynosi: ….. MW;
6) biomasę – wynosi: ….. MW.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

PREZES RADY MINISTRÓW

UZASADNIENIE

Celem publikacji projektowanego rozporządzenia jest zapewnienie zrównoważonego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce z jednoczesną ochroną stabilności systemu elektroenergetycznego.

Nieustannie wzrasta poziom wytwarzania energii elektrycznej z instalacji odnawialnych źródeł energii, co wymaga zapewnienia jak największych możliwości zbilansowana w ramach krajowego systemu elektroenergetycznego. W związku z powyższym, niezbędne jest podjęcie kroków zaradczych polegających na wydaniu projektowanego rozporządzenia i wsparcia tzw. stabilnych źródeł energii.

Projekt rozporządzenia został opracowany na podstawie art. 70i ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach, zwanej dalej „ustawą". Art. 70i ust. 2 ustawy zawiera fakultatywną delegację ustawową dla Rady Ministrów dla wydania rozporządzenia, określającego maksymalną moc zainstalowaną elektryczną poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE") może wydać zaświadczenie pozwalające na udział w systemie wsparcia operacyjnego.

System wsparcia operacyjnego jest przeznaczony dla wytwórców energii z instalacji będących w stanie technicznym umożliwiającym ich dalszą eksploatację przez kolejne 10 lat, nie wymagających poniesienia wydatków modernizacyjnych większych niż 25% w stosunku kosztów wybudowania nowej referencyjnej instalacji OZE. Jednocześnie zakłada się, że wytwórcy energii z tych instalacji ponoszą koszty operacyjne przewyższające przychody ze sprzedaży energii po cenie rynkowej. Jest to nowy system wsparcia, dedykowany dla elektrowni wodnych, biomasowych oraz biogazowych, w przedziałach mocowych uzasadniających dodatkowe różnicowanie poziomu wsparcia.

Ustalenie maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii jest kluczowe dla wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, wykorzystujących do wytworzenia energii elektrycznej:

1) biogaz rolniczy, albo
2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo
3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo
4) biogaz inny niż określony w pkt 1–3, albo
5) hydroenergię, albo
6) biomasę

– po upływie dla tych instalacji okresu wsparcia, o którym mowa w art. 44 ust. 5 lub art. 48 ust. 5 lub art. 70f ust. 1 lub art. 70f ust. 3 lub art. 77 ust. 1.

Wytwórca planujący skorzystanie z systemu wsparcia operacyjnego jest zobowiązany do złożenia deklaracji, która jest uregulowana w art. 70h ust. 1–4 ustawy, na której podstawie Prezes URE w ciągu 45 dni wydaje zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z przepisami art. 70h ust. 1, art. 70g oraz art. 70j ustawy oraz w okresie, o którym mowa w art. 70j ust. 3 ustawy, w terminie 45 dni od dnia złożenia kompletnej deklaracji.

Rozporządzenie wydane na podstawie art. 70i ustawy wskazuje wartości maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych rodzajów instalacji, których przekroczenie, obok ryzyka niezbilansowania produkcji energii z instalacji odnawialnego źródła energii (dalej: „OZE") w krajowym systemie elektroenergetycznym jest przesłanką do odmowy wydania zaświadczenia wytwórcy.

W związku z powyższym, projektowane rozporządzenie określa maksymalną moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, dla których w 202… r. Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5 ustawy, która dla instalacji wykorzystujących do wytworzenia energii elektrycznej:

1) biogaz rolniczy – wynosi: ….. MW;

2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów – wynosi: ….. MW;

3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków – wynosi: ….. MW;

4) biogaz inny niż określony w pkt 1-3 – wynosi: ….. MW;

5) hydroenergię – wynosi: ….. MW;

6) biomasę – wynosi: ….. MW.

Projekt rozporządzenia dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej. W zakresie wpływu regulacji na funkcjonowanie mikro, małych i średnich przedsiębiorstw wyjaśnienia wymaga, iż prezentowane rozwiązania legislacyjne wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym, branży oraz oczekiwaniom lokalnych przedsiębiorców, które kierowane były do administracji rządowej.

Projekt rozporządzenia nie zawiera przepisów technicznych, o których mowa w § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.), i w związku z tym nie podlega notyfikacji.

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

Projektowane rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Nazwa projektu Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, dla których Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać w 20… r. zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** - **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu** -	**Data sporządzenia** …2023 r. **Źródło** Upoważnienie ustawowe Art. 70i ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.) **Nr w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów**

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Wytwórca energii w instalacji odnawialnego źródła energii, korzystający z systemu wsparcia operacyjnego, może dokonać sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej na podstawie art. 70g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą", po uzyskaniu zaświadczenia, o którym mowa w art. 70h ust. 5 tej ustawy, wydawanego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE". Wydanie przedmiotowego rozporządzenia jest niezbędne do określenia maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, dla których Prezes URE może wydać w/w zgodę na podstawie art.70h ust. 5 ustawy.

Art. 70i ust. 2 ustawy zawiera delegację do wydania rozporządzenia określającego maksymalną moc zainstalowaną elektryczną poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii korzystających ze wsparcia operacyjnego, dla których Prezes URE może wydać w danym roku kalendarzowym, zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej na wsparcie operacyjne.

Maksymalna moc zainstalowana elektryczna poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 70g ust. 1 ustawy, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5 ustawy, może zostać ograniczona przez wskazanie wartości maksymalnych tej mocy w przypadkach:

1) osiągnięcia mocy zainstalowanej elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii na poziomie umożliwiającym realizację celu wynikającego z umów międzynarodowych;
2) wystąpienia stanu zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, rozumianego jako przekroczenie produkcji energii elektrycznej z instalacji odnawialnych źródeł energii, która przez okres dłuższy niż sześć miesięcy nie może zostać zbilansowana w ramach krajowego systemu elektroenergetycznego.

Brak realizacji ww. delegacji poprzez zaniechanie określenia maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej może negatywnie wpłynąć na zrównoważony rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce i tym samym na stan bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Informacje dotyczące maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej są także ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację w systemach wsparcia w danym roku, a tym samym na realizację.

Projekt rozporządzenia sporządzono biorąc pod uwagę ocenę bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, mając na uwadze potrzebę ochrony środowiska naturalnego, potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi oraz cele gospodarcze i społeczne.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Określenie maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej jest niezbędne dla zrównoważonego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce w oparciu o kryteria przejrzystości i przewidywalności.

W celu zapewnienia stabilności systemu elektroenergetycznego rekomendowane jest wydanie przez Radę Ministrów w terminie do dnia 31 października danego roku przedmiotowego rozporządzenia, określając maksymalną moc zainstalowaną elektryczną poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5 ustawy.

Ustalenie tych wartości jest kluczowe dla wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, wykorzystujących do wytworzenia energii elektrycznej:

1) biogaz rolniczy, albo
2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo
3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo
4) biogaz inny niż określony w pkt 1-3, albo
5) hydroenergię, albo
6) biomasę,

– po upływie dla tych instalacji okresu wsparcia, o którym mowa w art. 44 ust. 5 lub art. 48 ust. 5 lub art. 70f ust. 1 lub art. 70f ust. 3 lub art. 77 ust. 1 ustawy.

Przygotowanie projektu rozporządzenia zostanie poprzedzone analizą danych pozyskanych od partnerów społecznych, do których zwróci się projektodawca. W tym celu przewiduje się konsultacje z nie mniej niż 20 podmiotami – izbami gospodarczymi, towarzystwami i stowarzyszeniami reprezentującymi szeroko rozumianą branżę odnawialnych źródeł energii.

Stosownie do treści § 28 ust. 2 pkt 2a uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2022 r. poz. 348) dokonano analizy możliwości osiągnięcia celu projektu za pomocą innych środków. Nie jest możliwe osiągnięcia celu poprzez zastosowanie innych środków niż proces legislacyjny, ze względu na fakt, że przedmiotowy zakres spraw wymaga regulacji w rozporządzeniu, zgodnie z treścią upoważnienia ustawowego.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Wybór formy wprowadzenia ograniczenia maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii należy do poszczególnych państw członkowskich i nie jest objęty uregulowaniami unijnymi. Projektowane rozporządzenie ma charakter wykonawczy w stosunku do rozwiązań przyjętych ustawowo. Nie przewiduje się konieczności prowadzenia analiz porównawczych z innymi państwami OECD/UE.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Przedsiębiorcy (wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii, dla których kończy się udział w dotychczasowych systemach wsparcia)	Około 920 wytwórców energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej około 218 MW	Szacunki własne, ocena skutków regulacji Projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99)	Wytwórcy energii elektrycznej w instalacji OZE zainteresowani korzystaniem z systemów wsparcia dla instalacji, którym skończyło się wsparcie. Informacje dotyczące maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej są ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację we właściwym pod względem mocy zainstalowanej systemie wsparcia, a tym samym na realizację

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Proponuje się, aby projekt rozporządzenia podlegał konsultacjom publicznym (14 dni) z następującymi podmiotami:

1) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej,
2) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej,
3) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
4) Instytut Gospodarki Nieruchomościami,
5) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
6) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,

7) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
8) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
9) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie,
10) Krajowa Izba Gospodarcza,
11) PKN Orlen S.A.
12) Polska Geotermalna Asocjacja,
13) Polska Izba Biomasy,
14) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,
15) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła,
16) Polski Komitet Energii Elektrycznej,
17) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
18) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej,
19) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
20) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki,
21) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne,
22) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
23) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
24) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki,
25) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
26) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV,
27) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
28) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii,
29) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej,
30) Stowarzyszenie Papierników Polskich,
31) Stowarzyszenie Producentów Cementu,
32) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
33) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
34) Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
35) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
36) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
37) Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:
1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
3) Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa,
4) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej,
5) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców,
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów organizacji pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:
1) Federacja Przedsiębiorców Polskich,
2) Konfederacja Lewiatan,
3) Pracodawcy RP,
4) Związek Pracodawców Business Centre Club,
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców,
6) Związek Rzemiosła Polskiego.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych, który zostanie udostępniony na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z …… r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	*Łącznie (0-10)*
Dochody ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydatki ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Źródła finansowania	Z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii oraz jego finansowanie, projekt rozporządzenia nie powoduje skutków finansowych dla budżetu państwa.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie. Rozporządzenie zawiera regulacje dotyczące maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii, dla których Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać w 2023 r. zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	*Łącznie (0-10)*
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z …… r.)	duże przedsiębiorstwa	-	-	-	-	-	-	-
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	-
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-
		-	-	-	-	-	-	-

W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich ze względu na wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej form wsparcia.
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich ze względu na wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej form wsparcia.
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich ze względu na wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej form wsparcia.
Niemierzalne		
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☒ nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy

Komentarz: Brak.

9. Wpływ na rynek pracy

10. Wpływ na pozostałe obszary

☐ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☒ inne: bezpieczeństwo energetyczne i rozwój OZE	☐ informatyzacja ☐ zdrowie

Omówienie wpływu	Przedmiotowy projekt rozporządzenia ma kluczowe znaczenie dla dalszej działalności przedsiębiorstw, którym skończyło się wsparcie na wytwarzanie energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1MW, wykorzystujących do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie jedną z form biogazu, hydroenergię lub biomasę. Określenie maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych rodzajów instalacji pozwoli na zachowanie stabilności systemu elektroenergetycznego.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Ewaluacja efektów wejścia w życie rozporządzenia zostanie dokonana w czasie opracowywania projektu rozporządzenia oraz po jego wejściu w życie. Jako wskaźniki do oceny wprowadzonych rozwiązań przyjęte zostaną:

- liczba instalacji, które korzystają z systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych, - sumaryczna moc elektryczna zmodernizowanych instalacji, - wysokość kosztów ponoszonych przez odbiorcę końcowego.
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)
-

Projekt

R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

M I N I S T R A K L I M A T U I Ś R O D O W I S K A [1)]

z dnia

w sprawie szczegółowego katalogu kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii oraz maksymalnej wartości kosztów kwalifikowanych w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji

Na podstawie art. 74 ust. 9 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz…) zarządza się, co następuje:

§ 1. Do kosztów kwalifikowanych, o których mowa w art. 74 ust. 2a pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą", zalicza się wydatki poniesione na:

1) przygotowanie studium wykonalności, w tym niezbędne badania i analizy (w szczególności w zakresie zasobów wodnych i potencjału hydroenergetycznego albo pozyskania surowców);
2) przygotowanie projektu inwestycyjnego;
3) uzyskanie:
   a) pozwolenia na budowę, o którym mowa w art. 28 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. 2023 r. poz. 682, z późn. zm.),
   b) zgody wodnoprawnej, o której mowa w art. 388 ust. 1 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (Dz. U. z 2022 r. poz. 2625, z późn. zm.),
   c) decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, o której mowa w art. 71 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2022 r. poz. 1029, z późn. zm.),

---

[1)] Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

d) zgód niezbędnych do lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii,

e) pozwolenia na użytkowanie obiektu budowlanego, o którym mowa w art. 59 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane.

§ 2. Do kosztów, o których mowa w art. 74 ust. 2a pkt 2 ustawy, zalicza się wydatki poniesione na:

1) zakup lub wytworzenie:

a) urządzeń bezpośrednio związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej, takich jak generatory energii elektrycznej lub urządzenia, w których następuje konwersja energii na energię elektryczną,

b) układów napędowych, przekładni, sprzęgieł, i innych urządzeń odpowiadających za przeniesienie napędu,

c) przekształtników energii, transformatorów mocy oraz innych urządzeń służących przetwarzaniu energii elektrycznej,

d) aparatury kontrolnej i systemów sterowania urządzeniami,

e) sprzętu komputerowego niezbędnego do prawidłowego uruchomienia instalacji odnawialnego źródła energii,

f) urządzeń i narzędzi oraz innego wyposażenia niezbędnego do prawidłowego uruchomienia i eksploatacji instalacji odnawialnego źródła energii;

2) prace rozbiórkowe lub demontażowe niezbędne do przeprowadzenia robót budowlanych;

3) roboty budowlane wraz z materiałami niezbędnymi do ich przeprowadzenia;

4) montaż instalacji odnawialnego źródła energii w całości, jak i poszczególnych urządzeń i elementów wchodzących w jej skład;

5) opłaty przyłączeniowe;

6) infrastrukturę techniczną bezpośrednio związaną z nową inwestycją;

7) nadzór inwestorski.

§ 3. Do kosztów, o których mowa w 74 ust. 2a pkt 3 ustawy, zalicza się wydatki poniesione na transport, załadunek i wyładunek instalacji odnawialnego źródła energii w całości, jak i urządzeń i elementów wchodzących w jej skład.

§ 4. Do kosztów, o których mowa w art. 74 ust. 2a pkt 4 ustawy, zalicza się wydatki poniesione na:

1) usługi badawczo-pomiarowe;

2) wyłącznie pierwsze uruchomienie urządzenia wchodzącego w skład instalacji odnawialnego źródła energii;

3) rozruch urządzenia wchodzącego w skład instalacji odnawialnego źródła energii;

4) serwis przeprowadzony najpóźniej do momentu pierwszego uruchomienia.

§ 5. Do kosztów, o których mowa w art. 74 ust. 2a pkt 5 ustawy, zalicza się wyłącznie wydatki poniesione na szkolenia i instruktaż personelu dotyczący czynności bezpośrednio związanych z działaniem instalacji odnawialnego źródła energii i niezbędnych do jej prawidłowego i niezakłóconego funkcjonowania.

§ 6. Do kosztów, o których mowa w art. 74 ust. 2a pkt 6 ustawy, zalicza się wydatki poniesione na:

1) systemy i usługi informatyczne niezbędne do uruchomienia instalacji odnawialnego źródła energii;
2) licencje na dobra i usługi wskazane dla prawidłowego i uruchomienia instalacji odnawialnego źródła energii;
3) nieopatentowaną wiedzę techniczną i technologiczną.

§ 7. Maksymalna wartość kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii wynosi dla instalacji:

1) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW;
2) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
3) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW;
4) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
5) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW;
6) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
7) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 1, 3 i 5 do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW;

8) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 2, 4 i 6 do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
9) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW;
10) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW;
11) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
12) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW;
13) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
14) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW;
15) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
16) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW;
17) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
18) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 12, 14 i 16 do wytwarzania energii elektrycznej;
19) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 13, 15 i 17 do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;

20) w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych – … zł/MW;
21) dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego – … zł/MW;
22) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 MW, w instalacji termicznego przekształcania odpadów, w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych, w wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
23) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 MW, w instalacji termicznego przekształcania odpadów, w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych, w wysokosprawnej kogeneracji – … zł/MW;
24) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej;
25) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej – … zł/MW.

§ 8. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

MINISTER KLIMATU
I ŚRODOWISKA

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia stanowi realizację delegacji ustawowej zawartej w art. 74 ust. 9 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą”, która nakłada na ministra właściwego do spraw klimatu obowiązek określenia w drodze rozporządzenia szczegółowego katalogu kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii oraz maksymalnej wartości tych kosztów w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji, z podziałem na rodzaje instalacji odnawialnego źródła energii o mocy określonej w art. 77 ust. 5.

W rozporządzeniu uwzględniono wyłącznie instalacje odnawialnego źródła energii wskazane w art. 74 ust. 9, a więc wykorzystujące:

a) wyłącznie biogaz rolniczy, albo
b) wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo
c) wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo
d) wyłącznie biogaz inny niż określony w lit. a–c, albo
e) wyłącznie hydroenergię i jej łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 5 MW, albo
f) biomasę i instalacja ta jest dedykowaną instalacją spalania biomasy albo dedykowaną instalacją spalania wielopaliwowego, albo układem hybrydowym, albo
g) odpady, o których mowa w art. 2 pkt 14 i instalacja ta jest instalacją termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji.

Przy ustalaniu wyżej wspomnianego katalogu kosztów kwalifikowanych oraz maksymalnej wartości kosztów kwalifikowanych minister właściwy do spraw klimatu wziął pod uwagę:

- parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii;
- nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu i jego budowy wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną;
- techniczne warunki pracy instalacji odnawialnego źródła energii, w tym sprawności wytwarzania energii elektrycznej lub biogazu rolniczego.

Wskazane w § 1–6 szczegółowe koszty kwalifikowane wybudowania nowej referencyjnej instalacji, w opinii projektodawcy zapewniają możliwość rozwoju odnawialnych źródeł poprzez racjonalne kosztowo utrzymanie w systemie funkcjonujących jednostek (modernizacja) i zwiększenie ich mocy lub produktywności w systemie aukcyjnym. Jest to

szczególnie istotne w odniesieniu do wpływu na krajowe i lokalne bezpieczeństwo energetyczne oraz środowisko naturalne.

Rozwój odnawialnych źródeł energii jest istotny ze względu na:

- konieczność redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w tym CO_2 oraz pochodzących z metanu (biogazownie rolnicze), dzięki utrzymaniu mocy w systemie i mniejszą potrzebę pokrywania zapotrzebowania energetycznego kraju przez elektrownie konwencjonalne oparte na spalaniu paliw kopalnych ,
- zrównoważone zagospodarowanie zasobów wodnych (elektrownie wodne),
- oszczędność energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej ciepła i chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych (instalacje wytwarzające energię elektryczną i ciepło z biomasy w wysokosprawnej kogeneracji).

Dodatkowo, w opinii projektodawcy, zaproponowany katalog kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii przyczyni się do realizacji zakładanych celów gospodarczych i społecznych, w tym poprzez tworzenie nowych miejsc pracy.

W § 7 projektu rozporządzenia została określona dla maksymalna wartość kosztów kwalifikowanych w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii, z podziałem na rodzaje instalacji odnawialnego źródła energii uwzględnione w ramach systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych i wyszczególnione w art. 74 ust. 9 ustawy.

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji aktów prawnych, określonych w przepisach rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. z 2002 r. poz. 2039, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projekt rozporządzenia wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Projekt rozporządzenia dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej. W zakresie wpływu regulacji na funkcjonowanie mikro, małych i średnich przedsiębiorstw wyjaśnienia wymaga, iż prezentowane rozwiązania legislacyjne wychodzą naprzeciw oczekiwaniom

społecznym, branży oraz oczekiwaniom lokalnych przedsiębiorców, które kierowane były do administracji rządowej.

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

Projektowane rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowego katalogu kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji oraz maksymalnej wartości kosztów kwalifikowanych w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** - **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu** -	**Data sporządzenia** 30.03.2023 r. **Źródło** Upoważnienie ustawowe Art. 74 ust. 9 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.) **Nr w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska**

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Art. 74 ust. 9 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.) zwanej dalej „ustawą", zawiera delegację do wydania rozporządzenia określającego:

- szczegółowy katalog kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii,
- maksymalnej wartości kosztów kwalifikowanych w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji.

Brak realizacji ww. delegacji może negatywnie wpłynąć na proces modernizowania instalacji i rozwój odnawialnych źródeł energii.

Określenie katalogu kosztów kwalifikowanych jest niezbędne dla zrównoważonego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce poprzez zapewnienie stabilności przepisów dla wytwórców energii w modernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii, którzy chcą uzyskać refinansowanie kosztów za sprawą przystąpienia do systemów wsparcia w formie taryfy gwarantowanej w ramach istniejącego systemu FIT (o mocy mniejszej niż 500 kW), (ii) do dopłat do ceny rynkowej, w ramach istniejącego systemu FIP (o mocy nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW) (iii) systemu aukcyjnego (dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, a w przypadku elektrowni wodnych nie większej niż 5 MW).

Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku zakłada, że w 2030 r. udział energii wytworzonej w instalacjach OZE w końcowym zużyciu energii brutto wyniesie 23%, a w zakresie produkcji energii elektrycznej osiągnie poziom 32%. Spełnienie tych założeń wymaga nie tylko włączania nowych instalacji, ale także utrzymania sprawności funkcjonujących już jednostek. Ze względu na ograniczanie kosztów, w tym dla odbiorców końcowych, wskazane jest, by ewentualne modernizacje zostały przeprowadzone tylko w zakresie wymaganym dla ich dalszego funkcjonowania w krajowym systemie elektroenergetycznym.

Należy tu wskazać, że podstawowy wiek użyteczności instalacji OZE liczony jest jako pierwsze 15 lat jej pracy. Wiek znacznej części działających w Polsce instalacji OZE objętych pierwszym systemem wsparcia (system świadectw pochodzenia energii z OZE został uruchomiony w październiku 2005 r.) przekroczył lub zbliża się do tak określonego progu. Brak wdrożenia systemu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji OZE może skutkować ich zamknięciem i koniecznością uzupełnienia systemu o nowe instalacje OZE. Wiązałoby się to z większymi kosztami lub zwiększonym wykorzystaniem mocy w elektrowniach opartych o spalanie paliw kopalnych. Przewiduje się, że koszt wsparcia instalacji zmodernizowanych (w perspektywie do końca 2045 roku), w zależności od stopnia niezbędnych prac modernizacyjnych będzie mniejszy o około 1/3 niż koszt wybudowania nowych instalacji.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji i oczekiwany efekt

Rekomenduje się wydanie przedmiotowego rozporządzenia, które określi szczegółowy katalog kosztów kwalifikowanych oraz maksymalne wartości tych kosztów w przeliczeniu na moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła

energii. Ustalenie tego katalogu oraz wartości kosztów są kluczowe dla uczestnictwa zmodernizowanych instalacji odnawialnego źródła energii w systemach wsparcia.

Przygotowanie niniejszego projektu zostanie poprzedzone analizą danych pozyskanych od partnerów społecznych, do których zwróci się projektodawca. Przewiduje się konsultacje z nie mniej niż 20 podmiotami – izbami gospodarczymi, towarzystwami i stowarzyszeniami reprezentującymi szeroko rozumianą branżę odnawialnych źródeł energii, do których projektodawca wystąpi z prośbą o przedstawienie, na podstawie realizowanych projektów inwestycyjnych, następujących informacji:

- rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii;
- istotnych parametrów technicznych i ekonomicznych funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii;
- nakładów inwestycyjnych ponoszonych w okresie przygotowania projektu i jego realizacji wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną;
- założeń dotyczące technicznych warunków pracy instalacji odnawialnego źródła energii, w tym sprawności wytwarzania energii elektrycznej lub biogazu rolniczego.

Szczegółowy katalog kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii stanowi wyczerpujące rozwinięcie ogólnego katalogu wskazanego w art. 74 ust. 2a ustawy, zawierającego następujące grupy kosztów:

1) opracowania dokumentacji niezbędnej do uzyskania pozwoleń i decyzji bezpośrednio związanych z wybudowaniem instalacji odnawialnego źródła energii ;
2) zakupu lub wytworzenia instalacji odnawialnego źródła energii oraz urządzeń niezbędnych do jej prawidłowego uruchomienia i eksploatacji, w tym robót budowlano-montażowych bezpośrednio związanych z realizacją inwestycji w zakresie tej instalacji oraz urządzeń;
3) dostawy instalacji odnawialnego źródła energii lub urządzeń i elementów wchodzących w jej skład lub urządzeń niezbędnych do jej uruchomienia lub eksploatacji ;
4) sprawdzenia, przystosowania i uruchomienia instalacji odnawialnego źródła energii ;
5) szkolenia personelu lub instruktażu, - pod warunkiem, że koszty te są ujęte w wartości początkowej zakupionych lub wytworzonych wartości niematerialnych i prawnych w ewidencji środków trwałych lub wartości niematerialnych i prawnych wytwórcy energii;
6) zakupu wartości niematerialnych i prawnych bezpośrednio związanych z instalacją odnawialnego źródła energii i dedykowanych lub wytworzonych dla wytwórcy energii lub powszechnie niedostępnych .

Do wyliczenia maksymalnych wartości kosztów kwalifikowanych w przeliczeniu na moc zainstalowaną zastosowane zostaną dane z analizy informacji otrzymanych od partnerów społecznych w drodze konsultacji w zakresie parametrów techniczno-finansowych inwestycji w odnawialne źródła energii w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej dla poszczególnych technologii, w tym nakładów inwestycyjnych ponoszonych w trakcie przygotowania projektu i jego budowy wraz z infrastrukturą techniczną.

Z uwagi na powyższe oraz na konieczność realizacji upoważnienia ustawowego, nie jest możliwe osiągnięcie ww. celów w inny sposób niż poprzez podjęcie działań legislacyjnych.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce mechanizmu wsparcia oraz jego indywidualne cechy, proste porównanie projektu rozporządzenia z rozwiązaniami wprowadzonymi w innych krajach nie jest możliwe.

Należy również zauważyć, że nie tylko mechanizm, ale również kategorie czy rodzaje kosztów są znacząco różne, a indywidualne podejście do kwalifikowalności kosztów nie pozwala na ich proste porównanie.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Przedsiębiorcy (wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii, dla których kończy	Trudna do oszacowania. Powyżej 1100	Szacunki własne, ocena skutków regulacji Projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach	Wytwórcy energii elektrycznej z instalacji OZE zainteresowani przystąpieniem do systemów wsparcia dla instalacji zmodernizowanych.

się udział w dotychczasowych systemach wsparcia)		energii oraz niektórych innych ustaw (UC99)	Informacje dotyczące katalogu i maksymalnej wartości kosztów kwalifikowanych są ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację we właściwym pod względem mocy zainstalowanej systemie wsparcia, a tym samym na realizację

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (Dz. U. z 2022 r. poz. 348), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt rozporządzenia zostanie przekazany do konsultacji publicznych (14 dni) do następujących podmiotów:

1) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej;
2) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej;
3) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności;
4) Instytut Gospodarki Nieruchomościami;
5) Instytut na Rzecz Ekorozwoju;
6) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
7) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
8) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie;
9) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie;
10) Krajowa Izba Gospodarcza;
11) PKN Orlen S.A.;
12) Polska Geotermalna Asocjacja;
13) Polska Izba Biomasy;
14) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej;
15) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła;
16) Polski Komitet Energii Elektrycznej;
17) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.;
18) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej;
19) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
20) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki;
21) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne;
22) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego;
23) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych;
24) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki;
25) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej;
26) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV;
27) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
28) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii;
29) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej;
30) Stowarzyszenie Papierników Polskich;
31) Stowarzyszenie Producentów Cementu;
32) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów;
33) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
34) Towarzystwo Elektrowni Wodnych;

35) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych;
36) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego;
37) Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki;
3) Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa;
4) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej;
5) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców;
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów organizacji pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

1) Federacja Przedsiębiorców Polskich;
2) Konfederacja Lewiatan;
3) Pracodawcy RP;
4) Związek Pracodawców Business Centre Club;
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców;
6) Związek Rzemiosła Polskiego.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projekt rozporządzenia wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych, który zostanie udostępniony na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z … r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0–10)
Dochody ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydatki ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Saldo ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Źródła finansowania	Nie dotyczy – z uwagi na konstrukcję systemów wsparcia dla odnawialnych źródeł energii oraz sposobu ich finansowania, który nie obciąża sektora finansów publicznych.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0–10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z … r.)	duże przedsiębiorstwa	-	-	-	-	-	-	-
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	-
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-

W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców energii elektrycznej w zmodernizowanych instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich ze względu na wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej form wsparcia.
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców energii elektrycznej w zmodernizowanych instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich ze względu na wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej form wsparcia.
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców energii elektrycznej w zmodernizowanych instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich ze względu na wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej form wsparcia.

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców energii elektrycznej w zmodernizowanych instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich ze względu na wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej form wsparcia. W kontekście działalności przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii, które będą chciały przystąpić do systemu wsparcia (FIT/FIP/aukcyjnego) przedmiotowy projekt rozporządzenia będzie miał kluczowe znaczenie.

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☒ nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
Komentarz: Brak	

9. Wpływ na rynek pracy

Regulacje zawarte w niniejszym projekcie zapewnią utrzymanie miejsc pracy w sektorze OZE oraz sektorach pokrewnych – budowlanym czy serwisowym. Modernizacja istniejących instalacji OZE zapewni utrzymanie mocy w systemie i zapobiegnie ich wyłączeniu, co mogłoby skutkować zmniejszeniem miejsc pracy. Rozpatrując sytuację przeprowadzenia modernizacji instalacji zamiast budowy nowej w jej miejsce nowego obiektu przekłada się na racjonalizację ponoszonych kosztów przede wszystkim w zakresie urządzeń i zakresu robót. W takim wypadku ewentualne oszczędności na nakładach inwestycyjnych przy modernizacji będą przeznaczone na inne inwestycje w zakresie mocy wytwórczych w OZE, co może pozytywnie wpłynąć na rynek pracy. Przedmiotowy wpływ jest jednak trudny do oszacowania.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☐ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☒ inne: bezpieczeństwo energetyczne i rozwój OZE	☐ informatyzacja ☐ zdrowie

Omówienie wpływu	Przedmiotowy projekt rozporządzenia ma kluczowe znaczenie dla działalności przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii, które będą chciały przystąpić do systemu wsparcia (FIT/FIP/aukcyjnego). Modernizacja instalacji OZE o stabilnych profilach wytwarzania (wykorzystujących różne formy biogazu, biomasę oraz hydroenergię) ma pozwolić na ich utrzymanie w systemie elektroenergetycznym, co będzie przekładać się na jego stabilność oraz zwiększanie udziału OZE w powiązaniu z wchodzeniem do systemu nowych instalacji OZE.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Projektowana regulacja wjedzie w życie 14 dni po ogłoszeniu.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Ewaluacja zostanie dokonana w czasie opracowywania projektu rozporządzenia oraz po jego wejściu w życie. Jako wskaźniki do oceny wprowadzonych rozwiązań przyjęte zostaną:

- liczba instalacji, które korzystają z systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych,
- sumaryczna moc elektryczna zmodernizowanych instalacji,
- wysokość kosztów ponoszonych przez odbiorcę końcowego.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

-

Projekt

R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

M I N I S T R A K L I M A T U I Ś R O D O W I S K A [1)]

z dnia

w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje oraz referencyjnych wolumenów sprzedaży energii elektrycznej

Na podstawie art. 77 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz ...) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa:

1) maksymalną cenę w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, zwaną dalej „ceną referencyjną", wytworzona w instalacjach, o których mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1–22 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą",;
2) okres, w którym przysługuje obowiązek zakupu zgodnie z art. 92 ust. 1 ustawy oraz okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 92 ust. 5 ustawy, w odniesieniu do energii wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, z wyłączeniem instalacji, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a, przysługujące wytwórcom, o których mowa w art. 72 ust. 1 ustawy, obowiązujący wytwórców, którzy wygrają aukcję;
3) referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii, złożonych z instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1–22 ustawy wyrażony w MWh w odniesieniu do 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej wytworzonej energii elektrycznej w ciągu roku dla danego typu instalacji.

§ 2. Cena referencyjna dla instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 72 ust. 1 pkt 1 i 2 ustawy:

[1)] Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 3 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

1) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi ….zł za MWh;
2) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wynosi …..zł za MWh;
3) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …. zł za MWh;
4) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wynosi …..zł za MWh;
5) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;
6) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wynosi …..zł za MWh;
7) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 1, 3 i 5 do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;
8) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 2, 4 i 6 do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wynosi …..zł za MWh;
9) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi ….zł za MWh;
10) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;
11) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wynosi …..zł za MWh;
12) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;

13) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wynosi …..zł za MWh;
14) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi ……zł za MWh;
15) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wynosi ……zł za MWh;
16) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;
17) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wynosi …..zł za MWh;
18) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 12, 14 i 16 do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;
19) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 13, 15 i 17 do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wynosi …..zł za MWh;
20) w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych, wynosi …..zł za MWh;
21) w instalacji termicznego przekształcania odpadów lub dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego, wynosi …..zł za MWh;
22) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 MW, w instalacji termicznego przekształcania odpadów, w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych, w wysokosprawnej kogeneracji, wynosi …..zł za MWh;
23) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 MW, w instalacji termicznego przekształcania odpadów, w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych, w wysokosprawnej kogeneracji, wynosi … zł za MWh;
24) wykorzystujących wyłącznie biopłyny do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;

25) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię wiatru na lądzie, wynosi …..zł za MWh;
26) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię wiatru na lądzie, wynosi ……zł za MWh;
27) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;
28) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;
29) wykorzystujących wyłącznie energię geotermalną do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi …..zł za MWh;
30) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie energię promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi ….. zł za MWh;
31) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie energię promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej, wynosi ….. zł za MWh.

§ 3. Referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii, złożonych z instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1–22, wyrażony w MWh w odniesieniu do 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej, wytworzonej w ciągu roku dla danego typu instalacji, wynosi dla instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5 pkt 1–22:

1) pkt 1 i1a – 7800 MWh na MW na rok;
2) pkt 2–3a – 5000 MWh na MW na rok;
3) pkt 4 i 4a – 7800 MWh na MW na rok;
4) pkt 5 – 4800 MWh na MW na rok;
5) pkt 6–7a – 7700 MWh na MW na rok;
6) pkt 8–9a – 5000 MWh na MW na rok;
7) pkt 10 i 10a – 7800 MWh na MW na rok;
8) pkt 11 – 7000 MWh na MW na rok;
9) pkt 12 – 4500 MWh na MW na rok;

10) pkt 13–14 – 7200 MWh na MW na rok;
11) pkt 15 – 8000 MWh na MW na rok;
12) pkt 16 – 2900 MWh na MW na rok;
13) pkt 17 – 3300 MWh na MW na rok;
14) pkt 18 – 5000 MWh na MW na rok;
15) pkt 19 – 5600 MWh na MW na rok;
16) pkt 20 – 7000 MWh na MW na rok;
17) pkt 21–22 – 1000 MWh na MW na rok.

§ 4. Okresy, o których mowa w § 1 pkt 2, wynoszą 15 lat.

§ 5. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia[2)].

MINISTER KLIMATU

I ŚRODOWISKA

[2)] Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 31 października 2022 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy w danym roku wygrali aukcje (Dz. U. poz. 2247), które traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 44 pkt 4 ustawy z dnia……2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. …).

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją delegacji ustawowej zawartej w art. 77 ust. 3 ustawy

z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą”, która nakłada na ministra właściwego do spraw klimatu obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia:

1) maksymalnej ceny w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, zwanej dalej „ceną referencyjną”, wytworzona w instalacjach, o których w mowa w ust. 5 pkt 1–22,
2) okresu, w którym przysługuje obowiązek zakupu energii elektrycznej, o którym mowa w art. 92 ust. 1 ustawy, oraz okresu prawa do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 92 ust. 5 ustawy, wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 72 ust. 1 ustawy, obowiązującego wytwórców, którzy wygrają aukcję, przy czym okres ten nie może być dłuższy niż 15 lat od dnia wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tych instalacjach, oraz
3) referencyjnego wolumenu sprzedaży energii elektrycznej dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii, złożonych z instalacji, o których mowa w art. 77 ust. 5 pkt. 1–22 ustawy.

Przy ustalaniu ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, oraz okresów o których mowa w art. 77 ust. 3 ustawy, minister właściwy do spraw klimatu wziął pod uwagę:

- parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii;
- nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu i jego budowy wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną;
- techniczne warunki pracy instalacji odnawialnego źródła energii, w tym sprawności wytwarzania energii elektrycznej, współczynniki wykorzystania dostępnej mocy elektrycznej, współczynniki zużycia wytworzonej energii elektrycznej i biogazu rolniczego na pokrycie potrzeb własnych oraz na pokrycie strat powstających przed wprowadzeniem energii elektrycznej lub biogazu rolniczego do sieci;
- koszty operacyjne oraz dodatkowe nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym instalacja odnawialnego źródła energii podlega mechanizmom i instrumentom wsparcia;

- przewidywane kształtowanie się cen biomasy i innych paliw oraz jednostkowe ceny uprawnień do emisji CO_2;
- koszty kapitału własnego wytwórcy energii elektrycznej lub biogazu rolniczego;
- wpływ instalacji odnawialnego źródła energii na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;
- zrównoważone zagospodarowanie zasobów wodnych;
- cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy;
- oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu, lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

Dla wszystkich rodzajów instalacji określono ceny referencyjne wyrażone w zł na MWh. W przypadku hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii, uwzględniono ich mieszany charakter źródeł wytwarzania, a więc możliwość wchodzenia w skład takiej instalacji wielu różnych źródeł oze. Cenę referencyjną dla tego rodzaju instalacji wylicza się zgodnie z wzorem określonym w art. 77 ust. 5a ustawy biorąc pod uwagę, że żadne ze źródeł wchodzących w skład instalacji hybrydowej nie będzie mogło być znacząco dominujące, czyli stopień wykorzystania jego mocy zainstalowanej elektrycznej jest zgodny ze wskazanym w art. 77 ust. 5b.

Zgodnie z przepisami ustawy wyliczając cenę referencyjną dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii należy uwzględnić m.in. referencyjne wolumeny sprzedaży energii elektrycznej dla instalacji wchodzących w skład instalacji hybrydowej, określone § 3 rozporządzenia, oraz ceny referencyjne określone dla instalacji wchodzących w skład instalacji hybrydowej, wskazane w § 2 ust. 1 pkt 1–31 rozporządzenia.

Wskazane w § 2 projektu wartości cen referencyjnych, w opinii projektodawcy zapewniają możliwość przeprowadzenia aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

Powyższe ma niezwykle istotne znaczenie, m.in. w odniesieniu do wpływu na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu oraz oszczędność energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych (tworzenie biogazowni rolniczych oraz biogazowni innych niż rolnicze wytwarzających energię elektryczną i ciepło z wysokosprawnej kogeneracji, a także instalacji

biomasowych wytwarzających energię elektryczną i ciepło w wysokosprawnej kogeneracji), a także zrównoważone zagospodarowanie zasobów wodnych (tworzenie elektrowni wodnych). Dodatkowo, w opinii projektodawcy, zaproponowane wartości cen referencyjnych w połączeniu z przewidzianymi do sprzedaży w drodze aukcji wolumenami energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przyczynią się do realizacji zakładanych celów gospodarczych i społecznych, w tym poprzez tworzenie nowych miejsc pracy.

W § 3 projektowanego rozporządzenia określono referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla danego typu instalacji wyrażony w MWh wytworzonej energii elektrycznej w ciągu roku, o którym mowa w art. 77 ust. 1pkt 3 ustawy. Do jego określenia wzięto pod uwagę najlepszą dostępną wiedzę o przeciętnej rocznej produkcji danych instalacji oze, w tym informacje przekazywane przez wytwórców.

W § 4 określono okres obowiązku zakupu energii elektrycznej, o którym mowa w art. 92 ust. 1 ustawy, oraz okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, zgodnie z art. 92 ust. 5 ustawy, w odniesieniu do energii wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, przysługujące wytwórcom, którzy wygrali aukcję. Okres ten wynosi 15 lat od dnia wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tych instalacjach i jest liczony zgodnie z art. 92 ust. 6 ustawy. Przedmiotowy okres został również uwzględniony przy wyliczaniu wysokości ceny referencyjnej.

Projekt przedmiotowej regulacji z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny, zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) oraz § 52 ust. 1 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2022 r. poz. 348).

Projekt nie wywiera wpływu na mikro i małych przedsiębiorców.

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. z 2002 r. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597).

Projekt nie wymaga przedstawienia organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia.

Projekt rozporządzenia uwzględnia zmiany ustawy o odnawialnych źródłach energii wprowadzane ustawą z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej

w morskich farmach wiatrowych.

Projekt rozporządzenia nie jest sprzeczny z przepisami prawa Unii Europejskiej.

Projektowane rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje oraz referencyjnych wolumenów sprzedaży energii elektrycznej **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** - **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu** -	**Data sporządzenia** 30.03.2023 r. **Źródło** Upoważnienie ustawowe: art. 77 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.). **Nr w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska**

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Art. 77 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn zm.), zwanej dalej „ustawą", zawiera delegację do wydania rozporządzenia określającego:

- maksymalną cenę w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, zwaną „ceną referencyjną";
- okres, w którym przysługuje obowiązek zakupu o którym mowa w art. 92 ust. 1, oraz okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, zgodnie z art. 92 ust. 5, w odniesieniu do energii wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, przysługujące wytwórcom, o których mowa w art. 72 ust. 1, obowiązujący wytwórców, którzy wygrają aukcję;
- referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii złożonych z instalacji wskazanych w art. 77 ust. 5 pkt. 1–23 ustawy.

Określenie ceny referencyjnej jest niezbędne dla zrównoważonego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce poprzez elastyczne reagowanie na zmiany w kosztach wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach OZE.

Informacje dotyczące ceny referencyjnej są ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację w aukcyjnym systemie wsparcia, a tym samym na realizację.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Rekomenduje się wydanie przedmiotowego rozporządzenia, które określi maksymalną cenę w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, co umożliwi rozstrzygnięcie aukcji.

Wyznaczenie ceny referencyjnej oznacza, że oferty powyżej jej wartości będą automatycznie odrzucane, nawet jeśli nie będzie innych ofert, co skutkować może brakiem osiągnięcia założonego dla danej aukcji celu w zakresie zakontraktowania odpowiedniego wolumenu energii. Wysokość ceny referencyjnej jest to maksymalny poziom ceny, ustalony jako „rozsądny", który jest zgodny z przewidywanymi kosztami budowy i eksploatacji instalacji OZE. Powyższe ma na celu uniemożliwienie złożenia przez inwestorów wiążących ofert, które są istotnie zawyżone, co skutkowałoby z jednej strony nadzwyczajnie wysokimi zyskami tych podmiotów, z drugiej zaś nadmiernym obciążeniem odbiorców końcowych.

Ceny referencyjne stanowią także podstawę wyznaczania poziomu stałej ceny zakupu dla źródeł o mocy do 500 kW (FIT) oraz poziomu pokrycia ujemnego salda dla źródeł o mocy od 500 kW do 1 MW (FIP). Zgodnie z przepisami ustawy są one odpowiednio korygowane - 95% i 90% wielkości ceny referencyjnej, dla poszczególnych instalacji wskazanych w art. 70a ust. 1 i 2 ustawy.

Przygotowanie niniejszego projektu zostało poprzedzone analizą danych przekazanych przez podmioty branży OZE i wyników aukcji na sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnych źródeł energii przeprowadzonych w latach poprzednich.

W przypadku instalacji hybrydowych cena referencyjna wyliczana jest z wykorzystaniem wzoru wskazanego w art. 77 ust. 5a na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład instalacji hybrydowej. Przy wyliczeniach uwzględnia się także referencyjne wolumeny sprzedaży energii elektrycznej dla instalacji wchodzących w

skład instalacji hybrydowej (określonej w MWh na MW na rok odpowiadające średniorocznej produkcji dla danego rodzaju instalacji), które określono w § 3 rozporządzenia.

Zgodnie z delegacją ustawową, wskazany został również okres obowiązku zakupu energii elektrycznej, o którym mowa w art. 92 ust. 1 ustawy, oraz okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, zgodnie z art. 92 ust. 5 ustawy, w odniesieniu do energii wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, przysługujące wytwórcom, którzy wygrali aukcję. Okres ten wynosi 15 lat od dnia wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tych instalacjach, liczony zgodnie z art. 92 ust. 6 ustawy.

Stosownie do treści § 28 ust. 2 pkt 2a uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2022 r. poz. 348) dokonano analizy możliwości osiągnięcia celu projektu za pomocą innych środków. Nie jest możliwe osiągnięcia celu poprzez zastosowanie innych środków niż proces legislacyjny, ze względu na fakt, że przedmiotowy zakres spraw wymaga regulacji w rozporządzeniu, zgodnie z treścią upoważnienia ustawowego.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD na UE?

Konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce mechanizmu wsparcia oraz jego indywidualne cechy, proste porównanie z rozwiązaniami wprowadzonymi w innych krajach nie zawsze jest możliwe.

Niemniej jednak należy zauważyć, iż konstrukcja systemów aukcyjnych w innych państwach w wielu wypadkach przewiduje określenie maksymalnej ceny aukcyjnej (dodatkowo, w niektórych przypadkach wskazuje się również cenę minimalną).

Ponadto, podkreślenia wymaga fakt, iż w niektórych państwach, które wprowadziły ograniczenia cenowe o podobnym charakterze jak cena referencyjna w polskim systemie (np. Peru, Republika Południowej Afryki), górna granica, powyżej której oferty będą odrzucane, nie jest podawana do publicznej wiadomości.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Przedsiębiorcy (potencjalni wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii)	Trudna do oszacowania. Powyżej 1000–1100	Szacunki własne, ocena skutków regulacji ustawy o odnawialnych źródłach energii	Przedsiębiorcy zainteresowani przystąpieniem do aukcji. Informacje dotyczące ceny referencyjnej są ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację w aukcyjnym systemie wsparcia, a tym samym na realizację

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji (21 dni) do następujących podmiotów:

1) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej,
2) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej,
3) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
4) Instytut Gospodarki Nieruchomościami,
5) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
6) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
7) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
8) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
9) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie,
10) Krajowa Izba Gospodarcza,

11) PKN Orlen S.A.
12) Polska Geotermalna Asocjacja,
13) Polska Izba Biomasy,
14) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,
15) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła,
16) Polski Komitet Energii Elektrycznej,
17) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
18) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej,
19) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
20) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki,
21) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne,
22) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
23) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
24) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki,
25) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
26) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV,
27) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
28) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii,
29) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej,
30) Stowarzyszenie Papierników Polskich,
31) Stowarzyszenie Producentów Cementu,
32) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
33) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
34) Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
35) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
36) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
37) Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
3) Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa,
4) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej,
5) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców,
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów organizacji pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

1) Federacja Przedsiębiorców Polskich,
2) Konfederacja Lewiatan,
3) Pracodawcy RP,
4) Związek Pracodawców Business Centre Club,
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców,
6) Związek Rzemiosła Polskiego.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych, który zostanie udostępniony na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z …… r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	*Łącznie (0-10)*
Dochody ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydatki ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	--	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Źródła finansowania	Nie dotyczy - z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii oraz jego finansowanie, które nie obciąża sektora finansów publicznych.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie o odnawialnych źródłach energii. Rozporządzenie wskazuje wysokość ceny referencyjnej, która jest kluczowym elementem aukcyjnego systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii oraz istotnym sygnałem dla inwestorów.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	*Łącznie (0-10)*
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z …… r.)	duże przedsiębiorstwa	-	-	-	-	-	-	-
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	-
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny referencyjnej						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny referencyjnej						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny referencyjnej						

Niemierzalne	brak	
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny referencyjnej. W kontekście działalności przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które będą chciały przystąpić do aukcyjnego systemu wsparcia przedmiotowy projekt rozporządzenia będzie miał kluczowe znaczenie. Cena referencyjna wskazuje bowiem górną granicę kosztu wytwarzania energii, który będzie akceptowalny z punktu widzenia przystąpienia do aukcji. Powyższe oznacza, iż przedsiębiorstwa, których projekty inwestycyjne lub instalacje funkcjonujące będą charakteryzować się kosztami wyższymi niż cena referencyjna nie będą mogły wziąć udziału w aukcji (w odniesieniu do tych projektów lub instalacji), a tym samym ich projekty inwestycyjne nie będą realizowane, a instalacje istniejące nie będą migrować do systemu aukcyjnego.	

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☒ nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy

Komentarz:
Brak

9. Wpływ na rynek pracy

Regulacja ma charakter wtórny wobec ustawy o odnawialnych źródłach energii. Wpływ wprowadzenia proponowanych rozwiązań na rynek pracy został opisany w ocenie skutków regulacji do przedmiotowej ustawy.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☐ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☐ inne:	☐ informatyzacja ☐ zdrowie

Omówienie wpływu	Nie dotyczy

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Projektowana regulacja będzie obowiązywała w roku wydania oraz na okres w którym nie zmienią się koszty prowadzenia działalności polegającej na wytwarzaniu energii w instalacjach oze. W przypadku zmiany takich kosztów, np. w wyniku postępu technologicznego lub innych zdarzeń wpływających na zmianę kosztów lub referencyjnych wolumenów sprzedaży energii elektrycznej w ramach instalacji hybrydowych.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Ewaluacja zostanie dokonana w czasie analizy danych kosztów wytwarzania energii w instalacji oze dokonywanej w kolejnym roku. Biorąc pod uwagę fakt, iż wysokość ceny referencyjnej ma kluczowe znaczenie w zakresie dopuszczenia do udziału w aukcji poszczególnych podmiotów oraz zapewnienia odpowiednio wysokiej podaży ofert, przy opracowywaniu projektu rozporządzenia na dany rok zostanie dokonana analiza rozstrzygnięć przeprowadzonych aukcji w roku poprzedzającym, w tym, w zakresie wolumenu nimi objętego, wartości energii objętej aukcjami, oraz średnich cen zgłaszanych w czasie aukcji przez wytwórców. Powyższe działanie pozwoli na prawidłowe zaprojektowanie właściwych wartości na dany rok, co przyczyni się do optymalizacji kosztowej całego systemu. Z uwagi na ograniczony charakter regulacji nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

-

Projekt

R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

R A D Y M I N I S T R Ó W

z dnia

w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 202…r.

Na podstawie art. 83c ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz …) zarządza się, co następuje:

§ 1. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 202…. r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 2 pkt. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą”, w terminie do dnia 31 grudnia 2033 r. oraz uzyskali potwierdzenie, o którym mowa w art. 71 ust. 4 ustawy, albo złożyli oświadczenie, o którym mowa w .art. 83b ust. 2 pkt 2 ustawy, w terminie do dnia 31 grudnia 2033 r., wynosi

1) pkt 12–13 ustawy, wynosi …. MWh, a jej wartość wynosi …. zł;
2) pkt 14–23 ustawy, wynosi …. MWh, a jej wartość wynosi …. zł;
3) pkt 25 ustawy, wynosi …. MWh, a jej wartość wynosi …. zł.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

PREZES RADY MINISTRÓW

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją upoważnienia ustawowego zawartego w art. 83c ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz …), zwanej dalej „ustawą". Na tej podstawie Rada Ministrów określa, w terminie do dnia 31 października każdego roku maksymalną ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (zwanych dalej: „OZE"), która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w następnym roku kalendarzowym przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu oraz uzyskali potwierdzenie umożliwiające im przystąpienie do tych aukcji , albo złożyli stosowne oświadczenie, że warunki techniczne wytwarzania energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie uległy zmianie, w stosunku do informacji zawartych w deklaracji.

Dotychczasowe prace w obszarze systemu aukcyjnego skoncentrowane były na realizacji założonego na poziomie unijnym celu w wysokości 15% udziału energii ze źródeł odnawialnych w energii finalnej brutto na rok 2020. W efekcie tego, zakontraktowane w ramach aukcji OZE wolumeny energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wraz z innymi środkami zwiększającymi wykorzystanie energii z OZE, pozwoliły zabezpieczyć poziomy wystarczające do osiągnięcia ww. celu w roku 2020.

Aby kontynuacja trendu wzrostowego rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii na potrzeby realizacji nowych zobowiązań unijnych, tj. wynikających z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. *w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych* (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82) była możliwa konieczne jest umożliwienie przeprowadzenia aukcji na wsparcie operacyjne w 202… r. dla instalacji wytwarzających energię elektryczną z OZE, dla których skończył się 15-letni okres wsparcia w ramach systemu świadectw pochodzenia energii elektrycznej („zielone certyfikaty"). Te instalacje stanowią zasadniczo sprawne moce wytwórcze. Ich dalsze wykorzystanie, z punktu widzenia odbiorcy końcowego, jest tańsze niż budowa nowych mocy.

Jednocześnie w przypadku wytwórcy OZE, który jest poza systemem wsparcia jego koszty operacyjne są nadal wysokie, co obejmuje n.p. zakup biomasy lub innych składników niezbędnych do wytwarzania energii. W odniesieniu do takich sytuacji Komisja Europejska w wydanym komunikacie nr C/2020/481 „*Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022*" (dalej: CEEAG) w punkcie 4.1.2.1 przewidziała możliwość uznania za zgodną z rynkiem wewnętrznym pomoc operacyjną na istniejące instalacje wytwarzające wszystkie rodzaje energii odnawialnej. W przypadku biopaliw, biopłynów, biogazu (w tym biometanu) i paliw z biomasy CEEAG zastrzega, że wsparcie może zostać zatwierdzone wyłącznie w zakresie, w jakim paliwa objęte pomocą są zgodne z kryteriami zrównoważonego rozwoju i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych określonymi w dyrektywie (UE) 2018/2001 oraz w jej aktach wykonawczych lub

delegowanych. Z wyżej wymienionych powodów konieczne jest podjęcie stosownych działań legislacyjnych z odpowiednim wyprzedzeniem.

W 202…. r. planowana jest sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w dotychczasowych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, dzięki której zakłada się wsparcie operacyjne instalacji wykorzystujących:

- biogaz rolniczy – ….. MW,
- biogaz pozyskany ze składowisk odpadów – ….. MW,
- biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej – ……. MW,
- biogaz inny niż wymieniony powyżej – …. MW,
- hydroenergię – ….. MW,
- biomasę – ….. MW

Łączny szacowany wolumen energii przeznaczony do sprzedaży w trakcie aukcji na wsparcie operacyjne w 202….. wynosi … MWh. Łączna maksymalna wartość ww. wolumenów (stanowiąca iloczyn wolumenów oraz średniej wartości cen referencyjnych z lat/z roku … dla poszczególnych technologii lub koszyków aukcyjnych) wynosi natomiast … zł.

Projekt rozporządzenia dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej. W zakresie wpływu regulacji na funkcjonowanie mikro, małych i średnich przedsiębiorstw wyjaśnienia wymaga, iż prezentowane rozwiązania legislacyjne wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym, branży oraz oczekiwaniom lokalnych przedsiębiorców, które kierowane były do administracji rządowej.

Projekt rozporządzenia nie zawiera przepisów technicznych, o których mowa w § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.), i w związku z tym nie podlega notyfikacji.

Projekt rozporządzenia wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

Projektowane rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Nazwa projektu Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 202…r. **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** - **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu** -	**Data sporządzenia** … r. **Źródło** Upoważnienie ustawowe: art. 83c ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz …) **Nr w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów** -

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Rozporządzenie jest niezbędne do ogłoszenia i przeprowadzenia aukcji na wsparcie operacyjne dla instalacji wytwarzających energię elektryczną z OZE w 20… r. w celu umożliwienia pokrycia uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu 15 letniego okresu wsparcia. Za sprawą niniejszego rozporządzenia, w 20… r. możliwe będzie utrzymanie istniejących mocy wytwórczych funkcjonujących w ramach rynku odnawialnych źródeł energii, co bezpośrednio przełoży się na możliwość realizacji nowych zobowiązań unijnych na rok 2030, które wynikają z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. *w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych* (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82), dalej „dyrektywa RED II". Zobowiązania te zostały określone w art. 3 ust. 1 dyrektywy RED II i wynoszą co najmniej 32 % udziału energii ze źródeł odnawialnych w UE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. Aby osiągnąć ten wskaźnik, zgodnie z art. 4 ust. 1 dyrektywy RED II, państwa członkowskie mogą stosować systemy wsparcia.

Dotychczasowe prace w obszarze systemu aukcyjnego skoncentrowane były na realizacji założonego na poziomie unijnym celu w wysokości 15% udziału energii ze źródeł odnawialnych w energii finalnej brutto w 2020 r. W efekcie tego, zakontraktowane w ramach aukcji OZE wolumeny energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wraz z innymi środkami zwiększającymi wykorzystanie energii z OZE, pozwoliły zabezpieczyć poziomy wystarczające do osiągnięcia ww. celu w roku 2020. Niemniej, konieczna jest utrzymanie dotychczas uzyskanego potencjału oraz kontynuacja trendu wzrostowego rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii na potrzeby realizacji nowych zobowiązań unijnych, tj. wynikających z dyrektywy RED II. Powyższe oznacza, iż dla osiągnięcia stosownych poziomów udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii w 2030 r. w całej Unii Europejskiej, należy zbudować fundament dla inwestorów poprzez zaprojektowanie odpowiednich poziomów energii przeznaczonej do sprzedaży w ramach aukcji na wsparcie operacyjne.

Dla osiągnięcia powyżej wskazanego poziomu udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii we wskazanej perspektywie do roku 2030, konieczne jest podjęcie stosownych działań legislacyjnych z odpowiednim wyprzedzeniem.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Projekt stanowi wykonanie upoważnienia ustawowego zawartego w art. 83c ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz …), zwanej dalej „ustawą". Rozporządzenie określa maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE), która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w następnym roku kalendarzowym przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji albo oświadczenie, że warunki techniczne wytwarzania energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie uległy zmianie, w stosunku do informacji zawartych w deklaracji.

Zgodnie z art. 83 c ust. 3 ustawy, Rada Ministrów przy określeniu maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o której mowa w art. 83 c ust. 2 ustawy, bierze pod uwagę:

1) politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział energii i paliw wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie;
2) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jak również zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych;
3) potrzebę ochrony środowiska naturalnego, w tym zmniejszenia zanieczyszczenia azotem pochodzenia rolniczego, a także redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;

4) potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi;

5) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy;

6) potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

Przyjęte wartości wskazane w rozporządzeniu dla maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, z wyłączeniem instalacji hybrydowych, wynikają z najbardziej aktualnych wartości cen referencyjnych określonych dla poszczególnych instalacji odnawialnego źródła energii na rok 20…….

Szacuje się, iż w związku z realizacją aukcji w 20……. r. wsparcie obejmie następujący potencjał wytwórczy technologii wykorzystywanych w ramach instalacji odnawialnego źródła energii:

- biogaz rolniczy – ….. MW,
- biogaz pozyskany ze składowisk odpadów – ….. MW,
- biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej – ……. MW,
- biogaz inny niż wymieniony powyżej – …. MW,
- hydroenergię – ….. MW,
- biomasę – ….. MW

Powyższe wartości zostały określone w oparciu o analizy otoczenia rynkowo-technologicznego, prowadzone przez Departament Odnawialnych Źródeł Energii Ministerstwa Klimatu i Środowiska, dokonane w konsultacji z branżą odnawialnych źródeł energii oraz kluczowe podmioty rynkowe.

Projekt rozporządzenia bierze pod uwagę założenia dla rozwoju OZE określone w takich dokumentach strategicznych, jak Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 (KPEiK) oraz Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040).

Łączny szacowany wolumen energii przeznaczony do sprzedaży w trakcie aukcji na wsparcie operacyjne w 20….. r. wynosi ……. MWh. Łączna maksymalna wartość ww. wolumenów (stanowiąca iloczyn wolumenów oraz ceny referencyjnej na 20…. r.) wynosi ……. zł.

Łączna maksymalna wartość pomocy publicznej wynikająca z różnicy pomiędzy wartością energii elektrycznej sprzedanej w drodze aukcji na wsparcie operacyjne, a rynkową wartością energii elektrycznej (tzw. ujemne saldo) wynosi …….. zł.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie dotyczy – konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Mając na uwadze powyższe oraz biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce aukcyjnego mechanizmu na wsparcie oraz jego indywidualne cechy, brak jest możliwości wskazania tożsamych rozwiązań w innych krajach członkowskich OECD/UE.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Wytwórcy zainteresowani kontynuacją wytwarzania energii elektrycznej w małych oraz wielkoskalowych instalacjach odnawialnego źródła energii	Ok. 1100 podmiotów	Informacje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie ogłoszenia wyników poszczególnych aukcji, w których wskazywana jest m.in. liczba wszystkich złożonych ofert. Szacunki własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska	Uwzględnienie w rozporządzeniu maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z OZE, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w roku 20.. umożliwi dalsze funkcjonowanie istniejących instalacji OZE, przyczyniając się do wypełnienia zobowiązań wspólnotowych oraz własnych celów w zakresie energetyki odnawialnej
Odbiorcy końcowi	Kilkanaście milionów gospodarstw domowych	Dane Głównego Urzędu Statystycznego	Mechanizm aukcyjny na kontynuację wsparcia operacyjnego może powodować obciążenie

			odbiorców końcowych energii tzw. opłatą OZE, z której finansowane jest jego funkcjonowanie. Stawka opłaty OZE wyznaczona przez Prezesa URE na rok 2022 wynosi 0,90 zł za MWh Należy jednak podkreślić, że w przypadku wysokich cen energii większość wytwórców OZE będzie przekazywała część środków finansowych do Zarządcy Rozliczeń, zgodnie z mechanizmem kontraktów różnicowych
Producenci urządzeń na potrzeby instalacji OZE, firmy budowlane specjalizujące się w segmencie energetyki odnawialnej, firmy transportowe dostarczające paliwa biomasowe, itp.	Kilkuset	Szacunki własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska	Pozostanie na rynku OZE działających podmiotów utrzyma istniejący popyt na wymienione usługi

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji (14 dni) do następujących podmiotów:

1) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej,
2) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej,
3) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
4) Instytut Gospodarki Nieruchomościami,
5) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
6) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
7) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
8) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
9) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie,
10) Krajowa Izba Gospodarcza,
11) PKN Orlen S.A.
12) Polska Geotermalna Asocjacja,
13) Polska Izba Biomasy,
14) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,
15) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła,
16) Polski Komitet Energii Elektrycznej,
17) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
18) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej,
19) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
20) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki,
21) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne,
22) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
23) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
24) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki,
25) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
26) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV,
27) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,

28) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii,
29) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej,
30) Stowarzyszenie Papierników Polskich,
31) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
32) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
33) Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
34) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
35) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
36) Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
3) Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa,
4) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej,
5) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców,
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów organizacji pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

1) Pracodawcy RP,
2) Konfederacja Lewiatan,
3) Związek Rzemiosła Polskiego,
4) Związek Pracodawców Business Centre Club,
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców,
6) Federacja Przedsiębiorców Polskich.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez RDS.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych, który zostanie udostępniony na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z … r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0–10)
Dochody ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydatki ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Źródła finansowania	Z uwagi na konstrukcję aukcyjnego systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii oraz jego finansowanie, projekt rozporządzenia nie powoduje skutków finansowych dla budżetu państwa.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie. Rozporządzenie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w roku … .

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0–10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z … r.)	duże przedsiębiorstwa	-	-	-	-	-	-	-
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	-
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	-	-	-	-	-	-	-
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w roku …. .						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w roku …. .						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w roku …. .						
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	Brak wpływu.						
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		Do wyliczenia maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w roku … , wykorzystano m.in. ogólnodostępne dane Urzędu Regulacji Energetyki dotyczące istniejącej struktury wytwórczej, obejmującej istniejące instalacje OZE, które wychodzą z systemu świadectw pochodzenia. Obciążenie odbiorców końcowych wynikające z funkcjonowania przedmiotowego mechanizmu wsparcia OZE jest nieznaczne z uwagi na kontrakt różnicowy znany z dzisiejszych aukcji dla nowych instalacji, zaś w kolejnych latach będzie ulegać dalszej redukcji.						

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu	
☒ nie dotyczy	
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
Komentarz: Brak.	

9. Wpływ na rynek pracy

Regulacje zawarte w niniejszym projekcie zapewnią utrzymanie dotychczasowym miejsc pracy w sektorze OZE oraz sektorach pokrewnych, zapewniających serwis dotychczas wykorzystywanych urządzeń wytwórczych. Przedmiotowy wpływ jest jednak trudny do oszacowania.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☒ środowisko naturalne ☒ sytuacja i rozwój regionalny ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☐ inne:	☐ informatyzacja ☐ zdrowie

Omówienie wpływu	Przeprowadzenie aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE w roku 20….. umożliwi utrzymanie istniejących instalacji z nisko lub zeroemisyjnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, co w konsekwencji będzie miało pozytywny wpływ na środowisko naturalne. Ponadto, realizacja inwestycji OZE wpływa pozytywnie na rozwój regionalny, w tym rozwój lokalnego rynku pracy.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Ewaluacja zostanie dokonana podczas opracowywania projektu rozporządzenia, które określi maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 20…. r. Przy opracowywaniu projektu rozporządzenia na 20…… r. zostanie dokonana analiza rozstrzygnięć aukcji przeprowadzonych w 2021 r., w tym w zakresie wolumenu nimi objętego, wartości energii objętej aukcjami, średnich cen zgłaszanych w czasie aukcji przez wytwórców.

Powyższe działanie pozwoli na prawidłowe zaprojektowanie właściwych wartości na rok 202….

Z uwagi na ograniczony charakter regulacji nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

-

Projekt

R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

M I N I S T R A K L I M A T U I Ś R O D O W I S K A [1)]

z dnia

w sprawie referencyjnej ceny operacyjnej dla energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii

Na podstawie art. 83g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz …) zarządza się, co następuje:

§ 1. Referencyjna cena operacyjna dla instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 83g ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii:

1) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej wynosi…….zł za MWh;
2) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
3) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;
4) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
5) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;
6) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;

[1)] Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

7) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 1, 3 i 5 do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;
8) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 2, 4 i 6 do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
9) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;
10) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;
11) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
12) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;
13) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
14) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;
15) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
16) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;
17) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
18) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 12, 14 i 16 do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;

19) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, wykorzystujących wyłącznie biogaz inny niż określony w pkt 13, 15 i 17 do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
20) dla dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układu hybrydowego wynosi……. zł za MWh;
21) dla dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego wynosi……. zł za MWh;
22) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 MW, w instalacji termicznego przekształcania odpadów, w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych, w wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
23) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 MW, w instalacji termicznego przekształcania odpadów, w dedykowanej instalacji spalania biomasy lub układach hybrydowych, w wysokosprawnej kogeneracji wynosi……. zł za MWh;
24) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh;
25) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW i nie większej niż 5 MW, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej wynosi……. zł za MWh.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

MINISTER KLIMATU
I ŚRODOWISKA

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją delegacji ustawowej zawartej w art. 83g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą", która nakłada na ministra właściwego do spraw klimatu obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia, maksymalnej ceny w zł za MWh, za jaką w drodze aukcji może zostać sprzedana energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii przez wytwórców, o których mowa w art. 83b ust. 1, zwanej dalej „referencyjną ceną operacyjną".

Przy ustalaniu referencyjnej ceny operacyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o której mowa w art. 83g ust. 1 ustawy, minister właściwy do spraw klimatu wziął pod uwagę:

1) istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii;
2) założenia dotyczące technicznych warunków pracy instalacji odnawialnego źródła energii,
   w tym sprawności wytwarzania energii elektrycznej lub biogazu rolniczego, współczynniki wykorzystania dostępnej mocy elektrycznej, współczynniki zużycia wytworzonej energii elektrycznej i biogazu rolniczego na pokrycie potrzeb własnych oraz na pokrycie strat powstających przed wprowadzeniem energii elektrycznej lub biogazu rolniczego do sieci;
3) koszty operacyjne, ponoszone w okresie eksploatacji, w którym instalacja odnawialnego źródła energii podlega mechanizmom i instrumentom wsparcia;
4) przewidywane kształtowanie się cen biomasy i innych paliw;
5) wpływ instalacji odnawialnego źródła energii na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;
6) zrównoważone zagospodarowanie zasobów wodnych;
7) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy;
8) oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

Wskazane w § 1 projektu wartości referencyjnych cen operacyjnych, w opinii projektodawcy zapewniają możliwość przeprowadzenia aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z istniejących odnawialnych źródeł energii oraz ich udział w systemie FIP.

Powyższe ma istotne znaczenie m.in. w odniesieniu do wpływu na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu oraz oszczędność energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych, a także zrównoważone zagospodarowanie zasobów wodnych. Dodatkowo, w opinii projektodawcy, zaproponowane wartości cen referencyjnych z odnawialnych źródeł energii przyczynią się do

realizacji zakładanych celów gospodarczych i społecznych, w tym poprzez tworzenie nowych i utrzymanie dotychczasowych miejsc pracy.

Celem wyznaczenia referencyjnych cen operacyjnych dla mechanizmu wsparcia operacyjnego jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii, które zakończyły udział w przewidzianych dla nich systemach wsparcia (FIP lub aukcje), a stosowana w nich technologia wiąże się z kosztami operacyjnymi nadal przewyższającymi przychody rynkowe z prowadzonej działalności.

Utrzymanie pracy jednostek biomasowych, biogazowych i wodnych jest szczególnie istotne w kontekście dywersyfikacji źródeł wytwórczych i świadomego kształtowania miksu energetycznego. Technologie te zapewniają znacznie większe wykorzystanie mocy niż źródła fotowoltaiczne czy wiatrowe, mają też znacząco wyższe od nich wskaźniki dyspozycyjności, co jest szczególnie ważne przy narastających wyzwaniach związanych z bilansowaniem krajowego systemu energetycznego.

Z wyznaczonych rozporządzeniem referencyjnych cen operacyjnych będą korzystać podmioty uczestniczące w systemie wsparcia operacyjnego, które jest przewidziane na maksymalnie 10 lat od daty pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej, ale nie dłużej niż do 31 grudnia 2040 r. Wytwórca energii elektrycznej z instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW uczestniczący w aukcyjnym systemie wsparcia operacyjnego otrzymywać będzie wsparcie maksymalnie przez rok kalendarzowy, tj. od dnia 1 stycznia do dnia 31 grudnia.

Przy określaniu referencyjnych cen operacyjnych wzięto pod uwagę informacje, poza wyżej wymienionymi, o których mowa w art. 83g ust. 2, które projektodawca pozyskał od podmiotów faktycznie funkcjonujących na rynku.

Projekt rozporządzenia nie zawiera przepisów technicznych, o których mowa w § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.), i w związku z tym nie podlega notyfikacji.

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

Projektowane rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie referencyjnej ceny operacyjnej dla energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** - **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu** -	**Data sporządzenia** …. **Źródło** Upoważnienie ustawowe: art. 83g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.). **Nr w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska** …

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Art. 83g ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn zm.), zwanej dalej „ustawą", zawiera delegację do wydania przez ministra właściwego do spraw klimatu, rozporządzenia określającego po raz pierwszy referencyjną cenę operacyjną. Cena będzie podlegała zmianom wyłącznie w wyniku wydania kolejnego rozporządzenia, poprzedzonego wykonywaniem corocznych analiz kosztów wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, przeprowadzanych przez ministra ds. klimatu i środowiska na mocy art. 83g ust 4 i 5.

Obecnie istnieją instalacje odnawialnych źródeł energii funkcjonujące w systemie elektroenergetycznym, których okres wsparcia w ramach systemu aukcyjnego, systemu taryfy gwarantowanej (feed in tarriff - FIT) lub dopłaty do ceny rynkowej (feed in premium – FIP) kończy się, ale stosowana w nich technologia nadal wiąże się z kosztami operacyjnymi przewyższającymi przychody rynkowe z prowadzonej działalności. Jednocześnie wymagają one dalszego utrzymania w systemie energetycznym z uwagi na zobowiązania unijne, pilną konieczność uniezależniania się od zewnętrznych kierunków dostaw paliw i energii oraz dążenie do transformacji energetycznej zgodnej z unijną polityką w tym zakresie i budowanie bezpieczeństwa energetycznego kraju w oparciu o źródła już funkcjonujące w systemie, bez oczekiwania na ich zastąpienie w długotrwałym procesie inwestycyjnym w równoważnej mocy nowych źródeł. Jednocześnie istnieje duże ryzyko, że bez określenia referencyjnych cen operacyjnych kształtujących wsparcie dla tych jednostek, produkcja energii w ww. instalacjach nie byłaby kontynuowana.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Rekomenduje się wydanie przedmiotowego rozporządzenia, które określi referencyjną cenę operacyjną dla energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, jaka może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji lub systemu FIP.

Wprowadzenie referencyjnej ceny operacyjnej oznacza, że oferty zawierające ceny powyżej jej wartości będą automatycznie odrzucane, nawet jeśli nie będzie innych ofert. Wysokość referencyjnej ceny operacyjnej jest to maksymalny poziom ceny, ustalony jako modelowy, który jest zgodny z przewidywanymi kosztami eksploatacji instalacji OZE. Powyższe ma na celu uniemożliwienie złożenia przez wytwórców wiążących ofert, które są istotnie zawyżone, co skutkowałoby z jednej strony nadzwyczajnie wysokimi zyskami tych podmiotów, z drugiej zaś nadmiernym obciążeniem odbiorców końcowych.

Celem wyznaczenia referencyjnych cen operacyjnych jest utrzymanie w systemie energetycznym instalacji odnawialnych źródeł energii, które zakończyły udział w przewidzianych dla nich systemów wsparcia, a stosowana w nich technologia wiąże się nadal z kosztami operacyjnymi przewyższającymi przychody rynkowe z prowadzonej działalności, wymieniona w projektowanym art. 83g ust. 3 (np. koszty surowca, serwisu urządzeń, zarzadzania i obsługi, koszty zagospodarowania produktów ubocznych produkcji, podatki, opłaty i inne).

Utrzymanie przy pracy jednostek biomasowych, biogazowych i wodnych jest szczególnie istotne w kontekście dywersyfikacji źródeł wytwórczych i świadomego kształtowania miksu energetycznego. Technologie te zapewniają znacznie większe wykorzystanie mocy od źródeł fotowoltaicznych czy wiatrowych, mają też znacząco wyższe od nich

wskaźniki dyspozycyjności, co jest szczególnie ważne przy narastających wyzwaniach związanych z bilansowaniem krajowego systemu energetycznego.

Określanie referencyjnych cen operacyjnych odbywa się po raz pierwszy.

Do wypracowania ww. wartości referencyjnych cen operacyjnych ujęto w szczególności następujące koszty związane z operacyjną działalnością instalacji:

1) koszty paliwa lub substratów;
2) koszty inne niż paliwo lub substraty koszty zmienne związane z wytworzeniem energii w instalacji odnawialnego źródła energii;
3) koszty materiałów i usług związanych z serwisem, eksploatacją oraz utrzymaniem instalacji odnawialnego źródła energii;
4) koszty remontów instalacji odnawialnego źródła energii;
5) wynagrodzenia i świadczenia dla osób związanych z funkcjonowaniem operacyjnym i zarządczym instalacji odnawialnego źródła energii;
6) koszty nadzoru i usług niezbędnych dla funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii;
7) podatki i opłaty lokalne związane bezpośrednio z eksploatacją instalacji odnawialnego źródła energii;
8) koszty korzystania z nieruchomości związanych z eksploatacją instalacji odnawialnego źródła energii;
9) koszty ubezpieczeń;
10) koszty zakupu energii na potrzeby własne;
11) koszty monitoringu środowiskowego;
12) koszty nadzoru biologiczno-technologicznego;
13) koszty związane z zagospodarowaniem pofermentu lub popiołu w formie stałej lub płynnej.

Stosownie do treści § 28 ust. 2 pkt 2a uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2022 r. poz. 348) dokonano analizy możliwości osiągnięcia celu projektu za pomocą innych środków. Nie jest możliwe osiągnięcia celu poprzez zastosowanie innych środków niż proces legislacyjny, ze względu na fakt, że przedmiotowy zakres spraw wymaga regulacji w rozporządzeniu, zgodnie z treścią upoważnienia ustawowego.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce mechanizmu wsparcia oraz jego indywidualne cechy, proste porównanie z rozwiązaniami wprowadzonymi w innych krajach nie zawsze jest możliwe.

Niemniej jednak należy zauważyć, iż konstrukcja systemów aukcyjnych w innych państwach w wielu wypadkach przewiduje określenie maksymalnej ceny aukcyjnej (dodatkowo, w niektórych przypadkach wskazuje się również cenę minimalną).
Operacyjna forma wsparcia w mechanizmie aukcyjnym jest stosowana w krajach UE, w tym Danii, Estonii, a także Niemczech.

<u>Dania:</u>
W maju 2020 roku Komisja Europejska zaakceptowała program wsparcia dla istniejących i zamortyzowanych instalacji na biomasę.
Wsparcie ma pokryć nadwyżkę kosztów wytworzenia energii w takich instalacjach w stosunku do porównywalnych instalacji opartych na spalaniu węgla. Premia będzie obliczana corocznie i nie będzie mogła przekroczyć 0,11 DKK/kWh (ok. 0,068 zł/kWh). Koszty systemu wsparcia, który ma działać do 31 grudnia 2029 roku wyliczono na 4,15 mld DKK (2,55 mld zł).
Komisja aprobując przyjęte rozwiązanie oparła się na wytycznych EEAG, przychylając się do argumentów strony duńskiej, która podkreślała pozytywny wpływ wsparcia na osiągnięcie poziomu 55% produkcji energii z OZE w 2030 roku i wygaszenia spalania węgla w 2050 roku.

<u>Estonia:</u>
W grudniu 2020 roku Komisja Europejska zaakceptowała przedłużenie estońskiego programu wsparcia dla istniejących i planowanych odnawialnych źródeł energii.

Wsparcie ma pokryć różnicę między kosztami wytwarzania energii a rynkową ceną energii. W przypadku ujemnej różnicy, wytwórca zwróci odpowiednią kwotę. Ma to zapewnić ekonomiczną stabilność źródeł przy minimalizowaniu kosztów dla systemu.
Wsparcie będzie przyznawane w procedurze neutralnych technologicznie aukcji. Udział w nich będą mogły wziąć także istniejące instalacje wykorzystujące paliwa kopalne, które planują wymianę jednostek wytwórczych na oparte na odnawialnych źródłach energii. System zatwierdzono na 10 lat przy przewidywanych kosztach w wysokości 450 mln euro (2,06 mld zł).

Komisja w swojej decyzji oparła się na wytycznych zawartych w komunikacie nr C/2020/481 „*Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022*" CEEAG uznając że przyjęte rozwiązanie ogranicza do minimum koszty, a jednocześnie chroni wytwórców przed nagłymi zmianami cen na rynku. Dodatkowo, zwrócono uwagę na występowanie efektu zachęty w sytuacji, kiedy cena energii na rynku nie pokrywa kosztów produkcji.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Przedsiębiorcy (wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii)	Około 1000–1100	Szacunki własne, ocena skutków regulacji ustawy o odnawialnych źródłach energii	Przedsiębiorcy, których koszty operacyjne nadal przewyższają przychody rynkowe z prowadzonej działalności funkcjonujący w systemie elektroenergetycznym i uczestniczący w dotychczasowych systemach wsparcia (FIT/FIP, aukcje) po zakończeniu pierwotnego podstawowego okresu wsparcia, odbiorcy energii elektrycznej

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.
Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.
Projekt został przekazany do konsultacji (21 dni) do następujących podmiotów:

1) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej,
2) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej,
3) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
4) Instytut Gospodarki Nieruchomościami,
5) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
6) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
7) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
8) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
9) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie,
10) Krajowa Izba Gospodarcza,
11) PKN Orlen S.A.
12) Polska Geotermalna Asocjacja,
13) Polska Izba Biomasy,
14) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,

15) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła,
16) Polski Komitet Energii Elektrycznej,
17) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
18) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej,
19) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
20) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki,
21) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne,
22) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
23) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
24) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki,
25) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
26) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV,
27) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
28) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii,
29) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej,
30) Stowarzyszenie Papierników Polskich,
31) Stowarzyszenie Producentów Cementu,
32) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
33) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
34) Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
35) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
36) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
37) Związek Banków Polskich.

Projekt został przekazany do zaopiniowania (21 dni) do następujących podmiotów:
1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
3) Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa,
4) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej,
5) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców,
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Projekt został przekazany do zaopiniowania (30 dni) do następujących organizacji pracodawców:
1) Pracodawcy RP,
2) Konfederacja Lewiatan,
3) Związek Rzemiosła Polskiego,
4) Związek Pracodawców Business Centre Club,
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców,
6) Federacja Przedsiębiorców Polskich.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostały omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych, który zostanie udostępniony na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z …… r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	*Łącznie (0-10)*
Dochody ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydatki ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Źródła finansowania	Nie dotyczy - z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii na wsparcie operacyjne oraz jego finansowanie, które nie obciąża sektora finansów publicznych.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie o odnawialnych źródłach energii. Rozporządzenie wskazuje wysokość referencyjnej ceny operacyjnej, która jest kluczowym elementem operacyjnego systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	*Łącznie (0-10)*
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z …… r.)	duże przedsiębiorstwa	-	-	-	-	-	-	-
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	-
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość referencyjnej ceny operacyjnej.						

	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość referencyjnej ceny operacyjnej.
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość referencyjnej ceny operacyjnej.
	osoby z niepełnosprawnością i osoby starsze	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość referencyjnej ceny operacyjnej.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość referencyjnej ceny operacyjnej. W kontekście działalności przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które będą chciały kontynuować możliwość uzyskiwania wsparcia w ramach modelu aukcyjnego projekt rozporządzenia będzie miał kluczowe znaczenie. Operacyjna cena referencyjna wskazuje bowiem górną granicę kosztów operacyjnych wytwarzania energii, który będzie akceptowalny z punktu widzenia utrzymania funkcjonujących, ale wciąż drogich w zakresie kosztów operacyjnych jednostek wytwórczych oze. Powyższe oznacza, iż przedsiębiorstwa, których instalacje będą charakteryzować się kosztami wyższymi niż operacyjne cena referencyjna nie będą mogły wziąć udziału w aukcji.	

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☒ nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy

Komentarz: Brak

9. Wpływ na rynek pracy

Regulacja ma charakter wtórny wobec ustawy o odnawialnych źródłach energii. Wpływ wprowadzenia proponowanych rozwiązań na rynek pracy został opisany w ocenie skutków regulacji do przedmiotowej ustawy.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☐ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☐ inne:	☐ informatyzacja ☐ zdrowie

Omówienie wpływu	Nie dotyczy.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Ewaluacja zostanie dokonana w czasie opracowywania projektu rozporządzenia, które określi lub podtrzyma obowiązującą w 202… r. cenę referencyjną w kolejnym roku, na podstawie analizy kosztowej, o której mowa w art. 83g ust. 3. Analiza

ta wykonana zostanie do 30 września kolejnego roku. Biorąc pod uwagę fakt, iż wysokość operacyjnej ceny referencyjnej będzie miała kluczowe znaczenie w zakresie dopuszczenia do udziału w aukcji poszczególnych podmiotów, którym zakończył się okres pierwotnego wsparcia aukcyjnego oraz zapewnienia odpowiednio wysokiej podaży ofert, przy opracowywaniu projektu rozporządzenia na kolejny rok (jeśli analiza kosztów produkcji wykaże taką konieczność) zostanie dokonana analiza rozstrzygnięć przeprowadzonych w 202… r. aukcji, w tym, w zakresie wolumenu nimi objętego, wartości energii objętej aukcjami, oraz średnich cen zgłaszanych w czasie aukcji przez wytwórców. Powyższe działanie pozwoli na prawidłowe zaprojektowanie właściwych wartości na kolejny rok, co przyczyni się do optymalizacji kosztowej całego systemu. Z uwagi na ograniczony charakter regulacji, nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji.
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)
-

Projekt

R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

M I N I S T R A K L I M A T U I Ś R O D O W I S K A [1)]

z dnia

w sprawie ceny referencyjnej biometanu wytworzonego z biogazu oraz z biogazu rolniczego[1)]

Na podstawie art. 83o ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. …) zarządza się, co następuje:

§ 1. Cena referencyjna biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z:

1) biogazu wynosi 475 złotych za 1 MWh,

2) biogazu rolniczego wynosi 485 złotych za 1 MWh.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

MINISTER KLIMATU

I ŚRODOWISKA

[1)] Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją delegacji ustawowej zawartej w art. 83o ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, która nakłada na ministra do spraw klimatu obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia ceny referencyjnej biometanu, oddzielnie dla instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z biogazu oraz biometanu z biogazu rolniczego, wyznaczonej w złotych za 1MWh.

W § 1 projektu rozporządzenia określono dwie ceny referencyjne oddzielnie dla biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu z biogazu oraz z biogazu rolniczego. Zgodnie z zapisami ustawy o odnawialnych źródłach energii cena referencyjna biometanu jest równa stałej cenie zakupu biometanu, która to podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”.

Przy ustalaniu wartości ceny referencyjnej wzięto pod uwagę następujące przesłanki:

1) istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu;
2) nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu tej instalacji i jej budowy wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną;
3) założenia dotyczące technicznych warunków pracy instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, w tym sprawności wytwarzania biometanu, współczynniki zużycia biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu na pokrycie potrzeb własnych oraz na pokrycie strat powstających przed wprowadzeniem biometanu do sieci gazowej;
4) koszty operacyjne oraz dodatkowe nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w którym ta instalacja podlega wsparciu;
5) przewidywane kształtowanie się cen biomasy, energii elektrycznej lub innych paliw;
6) koszty kapitału własnego wytwórcy biometanu;
7) wpływ instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;

8) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania biometanu w tworzeniu nowych miejsc pracy.

Cena referencyjna służy do określenia wysokości wsparcia, jakie może zostać udzielone podmiotowi będącemu producentem biometanu, stanowiąc podstawę do rozliczenia ujemnego salda. Jej określenie ma na celu ustalenie wsparcia eliminujące ryzyko wystąpienia nadwsparcia, niezgodnego z przepisami Unii Europejskiej w tym zakresie oraz uniemożliwienie zawyżania wysokości wsparcia przez samych wytwórców biometanu, co skutkowałoby z jednej strony nadzwyczajnie wysokimi zyskami tych podmiotów, z drugiej zaś nadmiernym obciążeniem odbiorców końcowych.

Zgodnie z obowiązującym mechanizmem wsparcia w postaci *feed in premium* wytwórca biometanu może dokonać sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej wybranemu podmiotowi na warunkach rynkowych, co w praktyce może to oznaczać sprzedaż tego paliwa po cenie niższej niż koszty jego wytworzenia. W związku z powyższym ustawodawca przewidział rodzaj bufora bezpieczeństwa dla wytwórców – niezależnie od tego, jaką cenę uzyskają sprzedając biometan na warunkach rynkowych, zagwarantowane zostało im prawo do pokrycia tzw. ujemnego salda. Prawo to umożliwia wytwórcy uzyskanie dopłat o wysokości wynikającej z różnicy pomiędzy ceną rynkową, po której jest sprzedawany przez wytwórcę biometan, a równowartością ceny referencyjnej ustalonej w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska.

Wskazane w § 1 projektu wartości ceny referencyjnej biometanu wytworzonego z biogazu lub z biogazu rolniczego, w opinii projektodawcy, zapewnią odpowiednią pomoc inwestycyjną przeznaczoną na realizację inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu przyczyniając się do realizacji inwestycji w tym zakresie oraz zakładanych celów gospodarczych i społecznych, w tym poprzez tworzenie nowych miejsc pracy.

Przygotowanie niniejszego projektu zostało poprzedzone analizą danych pozyskanych od partnerów społecznych, do których zwrócił się projektodawca: izb gospodarczych, towarzystw i stowarzyszeń reprezentujących szeroko rozumianą branżę biometanową, dotyczących następujących informacji:

- nakładów inwestycyjnych;

- przewidywanej rocznej produkcji biometanu oraz przewidywanego wolumenu jego sprzedaży;
- rocznych kosztów surowców oraz energii niezbędnej do wytworzenia biometanu;
- kosztów operacyjnych (z wyłączeniem kosztów surowców oraz energii);
- dodatkowych przychodów pochodzących ze sprzedaży biometanu.

Mając na uwadze przekazane dane od ww. podmiotów, jak również dostępne dane literaturowe, zaproponowano wartości cen referencyjnych dla biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii z biogazu lub z biogazu rolniczego na poziomie wskazanym w § 1.

W § 2 projektu rozporządzenia określono termin wejścia w życie przepisów, który określono na 14 dni od dnia ogłoszenia rozporządzenia w Dzienniku Ustaw.

Ponieważ program wsparcia, o którym mowa w art. 83l ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii spełnia warunki ogólne i szczegółowe ustanowione w rozporządzeniu Komisji (UE) nr 651/2014 uznającym niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu, wyłączony jest z obowiązku zgłoszenia ustanowionego w art. 108 ust. 3 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE). Zasada ta dotyczy również przedmiotowego projektu rozporządzenia.

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji aktów prawnych, określonej w przepisach rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projekt nie wywiera wpływu na funkcjonowanie mikro i małych przedsiębiorców.

Projekt przedmiotowej regulacji, zgodnie z wymogami określonymi w art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz.

248), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie ceny referencyjnej biometanu wytworzonego z biogazu oraz z biogazu rolniczego **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** Ireneusz Zyska, Sekretarz Stanu **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu** Agnieszka Wiśniewska-Baran, Starszy specjalista Departament Odnawialnych Źródeł Energii agnieszka.wisniewska-baran@klimat.gov.pl	**Data sporządzenia** **30.03.2023** **Źródło** Upoważnienie ustawowe art. 83o ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. …) **Nr w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska** …….

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Niniejsze rozporządzenie stanowi realizację delegacji ustawowej zawartej w art. 83o ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zgodnie z którą minister właściwy do spraw klimatu określi w drodze rozporządzenia maksymalną cenę, wyrażoną w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać w danym roku kalendarzowym sprzedany przez wytwórcę biometan wytworzony z biogazu lub z biogazu rolniczego, zwaną „ceną referencyjną".

Coroczne określanie ceny referencyjnej jest niezbędne dla zrównoważonego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce poprzez elastyczne reagowanie na zmiany w kosztach wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach OZE.

Informacje dotyczące ceny referencyjnej są ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na uczestnictwa w systemie wsparcia operacyjnego (*feed in premium*), a tym samym na jego realizację.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Rekomenduje się wydanie przedmiotowego rozporządzenia określającego maksymalną cenę, wyrażoną w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać w 2023 r. sprzedany przez wytwórców biometan, określoną oddzielnie dla wytwórcy biometanu z odnawialnych źródeł energii do wytwarzania biometanu z biogazu lub z biogazu rolniczego.

Wysokość ceny referencyjnej jest to maksymalny poziom ceny, ustalony, jako optymalny, zgodny z przewidywanymi kosztami budowy i eksploatacji instalacji biometanowej z OZE.

Cena referencyjna służy do określenia maksymalnej wielkości wsparcia, jakie może zostać udzielone podmiotowi będącemu producentem biometanu, który przystąpił do mechanizmu wsparcia, o którym mowa w art. 83l ust. 1 i 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Wskazana wartość ceny referencyjnej określonej oddzielnie dla biometanu wytworzonego z biogazu lub z biogazu rolniczego, w opinii projektodawcy zapewni odpowiednią pomoc inwestycyjną przeznaczoną na realizację inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, zapewniając realizację planowanych inwestycji.

Dodatkowo, w opinii projektodawcy, zaproponowane wartości ceny referencyjnej, w połączeniu z przewidzianymi do sprzedaży wolumenami biometanu z odnawialnych źródeł energii, przyczynią się do realizacji zakładanych celów gospodarczych i społecznych, w tym poprzez tworzenie nowych miejsc pracy.

Przygotowanie niniejszego projektu rozporządzenia zostało poprzedzone szczegółową analizą danych pozyskanych od partnerów społecznych, zawierających informacje w zakresie poziomu kosztów inwestycyjnych oraz operacyjnych związanych z prowadzeniem działalności gospodarczej w zakresie biometanu.

Mając na uwadze przekazane dane od ww. podmiotów, jak również dostępne dane literaturowe, zaproponowano wartość ceny referencyjnej dla biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii w wysokości 475 zł/MWh.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Konstrukcja systemu wsparcia dla biometanu z odnawialnych źródeł energii należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce mechanizmu wsparcia oraz jego indywidualne cechy, proste porównanie z rozwiązaniami wprowadzonymi w innych krajach nie zawsze jest możliwe.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Przedsiębiorcy (potencjalni wytwórcy biometanu w instalacjach odnawialnych źródeł energii)	Trudna do oszacowania	Szacunki własne, ocena skutków regulacji ustawy o odnawialnych źródłach energii	Przedsiębiorcy zainteresowani przystąpieniem do systemu wparcia dedykowanego dla biometanu. Informacje dotyczące wysokości ceny referencyjnej są kluczowym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na oszacowanie, czy dany projekt inwestycyjny Będzie efektywny ekonomicznie, pozwalając na zapewnienie oczekiwanego przez inwestora zwrotu z zaangażowanego kapitału

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem prekonsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji (14 dni) do następujących podmiotów:

1) Bank Gospodarstwa Krajowego
2) Bank Ochrony Środowiska
3) Ekorozwój Polska Izba Gospodarcza
4) Enea Operator Sp. z o.o.
5) Energa-Operator S.A.
6) EON Sp. z o.o.
7) Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej
8) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej
9) Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska
10) Główny Urząd Miar
11) Grupa Lotos S.A.
12) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności
13) Instytut Energetyki Odnawialnej
14) Instytut na Rzecz Ekorozwoju

15) Instytut Nafty i Gazu-Państwowy Instytut Badawczy
16) Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy
17) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska
18) Izba Gospodarcza Gazownictwa
19) Kancelaria Prawna Tarka Trupkiewicz i Wspólnicy Sp. z o.o.
20) Konfederacja Lewiatan
21) Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan
22) Krajowa Izba Gospodarcza
23) Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM
24) Orlen Południe S.A.
25) PGE Dystrybucja S.A.
26) PKP Energetyka S.A.
27) Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.
28) Polska Izba Biomasy
29) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej
30) Polska Platforma LNG i BioLNG
31) Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
32) Polski Koncern Naftowy Orlen S.A.
33) Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
34) Polskie Stowarzyszenie Biogazu
35) Polskie Stowarzyszenie Biometanu
36) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego
37) Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej
38) Stowarzyszenie "Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności - Isee"
39) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej
40) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii
41) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów
42) Stowarzyszeniem Energii Odnawialnej
43) Towarowa Giełda Energii S.A.
44) Towarzystwo Obrotu Energią (TOE)
45) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego
46) Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie
47) Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu
48) Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu
49) Uniwersytet Rolniczy w Krakowie
50) Urząd Dozoru Technicznego
51) Urząd Regulacji Energetyki
52) Veolia Energia Polska
53) Zielony Gaz Dla Klimatu
54) Związek Banków Polskich

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
3) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej
4) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu

i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej.

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z … r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0–10)
Dochody ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wydatki ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Źródła finansowania	Nie dotyczy - z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia dla biometanu z odnawialnych źródeł energii jego finansowanie nie obciąża sektora finansów publicznych.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie o odnawialnych źródłach energii. Rozporządzenie wskazuje wysokość ceny referencyjnej, która jest kluczowym elementem systemu wsparcia dla biometanu z odnawialnych źródeł energii oraz istotnym sygnałem dla inwestorów.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0–10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z … r.)	duże przedsiębiorstwa							
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							

	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							

W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny referencyjnej dla biometanu.
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny referencyjnej dla biometanu.
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny referencyjnej dla biometanu.
Niemierzalne		Brak wpływu
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☒nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☒nie dotyczy

Komentarz:
Brak wpływu na obciążenia regulacyjne.

9. Wpływ na rynek pracy

Regulacja ma charakter wtórny wobec ustawy o odnawialnych źródłach energii. Wpływ wprowadzenia proponowanych rozwiązań na rynek pracy został opisany w ocenie skutków regulacji do przedmiotowej ustawy.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☐ środowisko naturalne	☐ demografia	☐ informatyzacja
☐ sytuacja i rozwój regionalny	☐ mienie państwowe	☐ zdrowie
☐ inne		

Omówienie wpływu	
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego	
Proponuje się, aby projektowane rozporządzenie weszło w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.	
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?	
Ewaluacja zostanie dokonana w 2024 r. Biorąc pod uwagę fakt, iż wysokość ceny referencypjnej ma kluczowe znaczenie dla podmiotów, które skorzystają z systemu wsparcia, w 2024 r. zostanie przeprowadzona szczegółowa analiza aktualnej sytuacji na rynku w zakresie kosztów inwestycyjnych oraz operacyjnych związanych z prowadzeniem działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu	
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)	
Nie dotyczy.	

Projekt

R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

R A D Y M I N I S T R Ó W

z dnia

w sprawie maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, dla której Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać w 20… r. zaświadczenie o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej

Na podstawie art. 83r ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 oraz z 2023 r. poz…) zarządza się, co następuje:

§ 1. Maksymalna moc zainstalowana instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, o których mowa w art. 83l ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, dla których w 20…r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 83m ust. 8 tej ustawy, wynosi: ….. MW.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

PREZES

RADY MINISTRÓW

UZASADNIENIE

Celem publikacji projektowanego rozporządzenia jest zapewnienie zrównoważonego rozwoju krajowego rynku odnawialnych źródeł energii po przez bezpieczne funkcjonowanie systemu gazowego, ochronę środowiska oraz realizację celów gospodarczych i społecznych.

Wymaga to jak największych możliwości zbilansowana w ramach krajowego systemu gazowego. W związku z powyższym, niezbędne jest podjęcie kroków zaradczych polegających na wydaniu projektowanego rozporządzenia i wsparcia tzw. stabilnych źródeł energii jakimi są instalacje odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu.

Projekt rozporządzenia został opracowany na podstawie art. 83r ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach (dalej: „ustawa"). Art. 83r ust. 2 ustawy zawiera fakultatywną delegację ustawową dla Rady Ministrów do wydania rozporządzenia określającego maksymalną moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, dla której w kolejnym roku kalendarzowym Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE") może wydać zaświadczenie pozwalające na udział w systemie wsparcia operacyjnego.

Prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, powstaje od pierwszego dnia sprzedaży biometanu objętego systemem wsparcia, o którym mowa w ustawie, i trwa przez okres kolejnych 20 lat, nie dłużej niż do dnia 30 czerwca 2050 r.

Ustalenie maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu jest kluczowe dla wytwórców biometanu w instalacjach o łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną nie większą niż 1 MW.

Maksymalna moc zainstalowana instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, o której mowa w art. 83l ust. 1, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 83m ust. 8, może zostać ograniczona przez wskazanie wartości maksymalnej tej mocy w przypadku osiągnięcia mocy zainstalowanej w instalacjach odnawialnych źródeł energii do wytwarzania biometanu na poziomie umożliwiającym realizację celu wynikającego z umów międzynarodowych.

Wytwórca planujący skorzystanie z systemu wsparcia operacyjnego jest zobowiązany do złożenia deklaracji, która jest uregulowana w art. 83m ust. 1–4 ustawy, na której podstawie Prezes URE wydaje zaświadczenie o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej zgodnie z przepisami art. 83l–83r, w terminie 30 dni od dnia złożenia kompletnej deklaracji.

Rozporządzenie wydane na podstawie art. 83r ust. 2 ustawy wskazuje wartość maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, której przekroczenie jest przesłanką do odmowy wydania zaświadczenia wytwórcy.

Projektowane rozporządzenie określa maksymalną moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, dla której w 202… r. Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 83m ust. 8 ustawy, która dla instalacji do wytwarzania biometanu wynosi: ….. MW.

Projekt rozporządzenia dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej. W zakresie wpływu regulacji na funkcjonowanie mikro, małych i średnich przedsiębiorstw wyjaśnienia wymaga, iż prezentowane rozwiązania legislacyjne wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym, branży oraz oczekiwaniom lokalnych przedsiębiorców, które kierowane były do administracji rządowej.

Projekt rozporządzenia nie zawiera przepisów technicznych, o których mowa w § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.), i w związku z tym nie podlega notyfikacji.

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 743, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

Projektowane rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Nazwa projektu	**Data sporządzenia**
Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, dla której Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać w 20… r. zaświadczenie o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej	30.03.2023 r.
Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące	**Źródło**
Ministerstwo Klimatu i Środowiska	Upoważnienie ustawowe
Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu	Art. 83r ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.)
-	**Nr w Wykazie prac prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów**
Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu	
-	

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Wytwórca energii w instalacji odnawialnego źródła energii, korzystający z systemu wsparcia operacyjnego, może dokonać sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej na podstawie art. 83l ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.) (dalej: „ustawa”), po uzyskaniu zaświadczenia, o którym mowa w art. 83m ust. 8 tej ustawy, wydawanego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE”).

Wydanie przedmiotowego rozporządzenia jest niezbędne do określenia maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, dla której Prezes URE może wydać ww. zgodę na podstawie art.83m ust. 8 ustawy.

Art. 83r ust. 2 ustawy zawiera delegację do wydania rozporządzenia określającego maksymalną moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, dla której Prezes URE może wydać w danym roku kalendarzowym, zaświadczenie o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej.

Maksymalna moc zainstalowana instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, o której mowa w art. 83l ust. 1 ustawy, dla której w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa art. 83m ust. 8 ustawy, może zostać ograniczona przez wskazanie wartości maksymalnej tej mocy w przypadku osiągnięcia mocy zainstalowanej w instalacjach odnawialnych źródeł energii do wytwarzania biometanu na poziomie umożliwiającym realizację celu wynikającego z umów międzynarodowych.

Brak realizacji ww. delegacji przez zaniechanie określenia maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu może negatywnie wpłynąć na zrównoważony rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce i tym samym na stan bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego.

Informacje dotyczące maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu są także ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację w systemach wsparcia w danym roku, a tym samym na realizację.

Projekt rozporządzenia sporządzono biorąc pod uwagę ocenę bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego, mając na uwadze potrzebę ochrony środowiska naturalnego, potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami surowcowymi oraz cele gospodarcze i społeczne.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Określenie maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu jest niezbędne dla zrównoważonego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce w oparciu o kryteria przejrzystości i przewidywalności.

W celu zapewnienia stabilności systemu gazowego rekomendowane jest wydanie przez Radę Ministrów w terminie do dnia 31 października danego roku przedmiotowego rozporządzenia, określając maksymalną moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometan, dla której w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa art. 83m ust. 8awy.

Ustalenie tych wartości jest kluczowe dla wytwórców biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną nie większą niż 1 MW, który może sprzedać wybranemu podmiotowi biometan wprowadzony do sieci gazowej.

Przygotowanie projektu rozporządzenia zostanie poprzedzone analizą danych pozyskanych od partnerów społecznych, do których zwróci się projektodawca. W tym celu przewiduje się konsultacje z nie mniej niż 20 podmiotami – izbami gospodarczymi, towarzystwami i stowarzyszeniami reprezentującymi szeroko rozumianą branżę biogazową i biometanową.

Stosownie do treści § 28 ust. 2 pkt 2a uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2022 r. poz. 348, z późn. zm.) dokonano analizy możliwości osiągnięcia celu projektu za pomocą innych środków. Nie jest możliwe osiągnięcia celu przez zastosowanie innych środków niż proces legislacyjny, ze względu na fakt, że przedmiotowy zakres spraw wymaga regulacji w rozporządzeniu, zgodnie z treścią upoważnienia ustawowego.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Wybór formy wprowadzenia ograniczenia maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometan należy do poszczególnych państw członkowskich i nie jest objęty uregulowaniami unijnymi. Projektowane rozporządzenie ma charakter wykonawczy w stosunku do rozwiązań przyjętych ustawowo. Nie przewiduje się konieczności prowadzenia analiz porównawczych z innymi państwami OECD/UE.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Przedsiębiorcy (wytwórcy biometanu z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii)	-	Szacunki własne, ocena skutków regulacji Projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99)	Wytwórcy biometanu w instalacji OZE zainteresowani korzystaniem z systemów wsparcia dla biometanu. Informacje dotyczące maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometan są ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację pod względem mocy zainstalowanej w systemie wsparcia, a tym samym na realizację

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Proponuje się, aby projekt rozporządzenia podlegał konsultacjom publicznym (14 dni) z następującymi podmiotami:

1) Bank Gospodarstwa Krajowego;
2) Bank Ochrony Środowiska;
3) Ekorozwój Polska Izba Gospodarcza;
4) Enea Operator Sp. z o.o.;
5) Energa-Operator S.A.;
6) EON Sp. z o.o.;
7) Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej;
8) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej;
9) Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska;
10) Główny Urząd Miar;
11) Grupa Lotos S.A.;
12) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności;
13) Instytut Energetyki Odnawialnej;
14) Instytut na Rzecz Ekorozwoju;
15) Instytut Nafty i Gazu-Państwowy Instytut Badawczy;
16) Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy;
17) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
18) Izba Gospodarcza Gazownictwa;

19) Kancelaria Prawna Tarka Trupkiewicz i Wspólnicy Sp. z o.o.;
20) Konfederacja Lewiatan;
21) Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan;
22) Krajowa Izba Gospodarcza;
23) Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM;
24) Orlen Południe S.A.;
25) PGE Dystrybucja S.A.;
26) PKP Energetyka S.A.;
27) Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o.;
28) Polska Izba Biomasy;
29) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej;
30) Polska Platforma LNG i BioLNG;
31) Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.;
32) Polski Koncern Naftowy Orlen S.A.;
33) Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.;
34) Polskie Stowarzyszenie Biogazu;
35) Polskie Stowarzyszenie Biometanu;
36) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego;
37) Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej;
38) Stowarzyszenie "Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności - Isee";
39) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
40) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii;
41) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów;
42) Stowarzyszeniem Energii Odnawialnej;
43) Towarowa Giełda Energii S.A.;
44) Towarzystwo Obrotu Energią (TOE);
45) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego;
46) Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie;
47) Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu;
48) Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu;
49) Uniwersytet Rolniczy w Krakowie;
50) Urząd Dozoru Technicznego;
51) Urząd Regulacji Energetyki;
52) Veolia Energia Polska;
53) Zielony Gaz Dla Klimatu;
54) Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki;
3) Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa;
4) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej;
5) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców;
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów organizacji pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

1) Federacja Przedsiębiorców Polskich;
2) Konfederacja Lewiatan;

3) Pracodawcy RP;
4) Związek Pracodawców Business Centre Club;
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców;
6) Związek Rzemiosła Polskiego.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych, który zostanie udostępniony na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z … r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0–10)
Dochody ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydatki ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Źródła finansowania	Z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia dla biometanu oraz jego finansowanie, projekt rozporządzenia nie powoduje skutków finansowych dla budżetu państwa.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie. Rozporządzenie zawiera regulacje dotyczące maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, dla której Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać w 20… r. zaświadczenie o możliwości sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

	Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian	0	1	2	3	5	10	Łącznie (0–10)

W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z … r.)	duże przedsiębiorstwa	-	-	-	-	-	-	-
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	-
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców biometanu w instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich, ze względu na wielkość mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, form wsparcia.						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców biometanu w instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich, ze względu na wielkość mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, form wsparcia.						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obowiązków względem wytwórców biometanu w instalacjach odnawialnych źródeł energii, którzy chcą przystąpić do przewidzianych dla nich, ze względu na wielkość mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, form wsparcia.						
Niemierzalne								
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń								

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☒ nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy

Komentarz: Brak.

9. Wpływ na rynek pracy

10. Wpływ na pozostałe obszary		
☐ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☒ inne: bezpieczeństwo energetyczne i rozwój OZE	☐ informatyzacja ☐ zdrowie
Omówienie wpływu	Przedmiotowy projekt rozporządzenia ma kluczowe znaczenie dla działalności przedsiębiorstw, które zamierzają wytwarzać biometan w instalacjach odnawialnych źródeł energii o łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną nie większą niż 1 MW. Określenie maksymalnej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometan pozwoli na zachowanie stabilności systemu gazowego.	

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego
Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?
Ewaluacja efektów wejścia w życie rozporządzenia zostanie dokonana w czasie opracowywania projektu rozporządzenia oraz po jego wejściu w życie. Jako wskaźniki do oceny wprowadzonych rozwiązań przyjęte zostaną: - liczba instalacji, które skorzystają z systemu wsparcia dla instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, - wysokość kosztów ponoszonych przez odbiorcę końcowego.
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)
-

Projekt

R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

M I N I S T R A K L I M A T U I Ś R O D O W I S K A [1)]

z dnia

w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii

Na podstawie art. 116 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370, 2687 oraz z 2023 r. poz. …) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa:

1) warunki techniczne i szczegółowy zakres realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 116 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą”;
2) sposób ustalania rzeczywistej ilości ciepła i chłodu oraz ciepła odpadowego, objętych obowiązkiem zakupu ciepła;
3) zasady i sposób prowadzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”, kontroli warunków technicznych zakupu ciepła;
4) sposób uwzględniania w kalkulacji cen ciepła ustalanych w taryfach przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym kosztów realizacji obowiązku zakupu ciepła;
5) sposób załatwiania reklamacji w zakresie przyłączania do sieci ciepłowniczej.

§ 2. 1. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

1) dystrybutor ciepła – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła;
2) obowiązek zakupu ciepła – obowiązek, o którym mowa w art. 116 ust. 1 ustawy;

[1)] Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

3) przyłączeniowa sieć ciepłownicza połączone ze sobą urządzenia lub instalacje, służące do przesyłania i dystrybucji ciepła z instalacji do sieci dystrybutora ciepła;
4) układ pomiarowo-rozliczeniowy – zespół urządzeń służących do pomiaru ilości i parametrów nośnika ciepła albo ilości ciepła dostarczonego przez wymiennik ciepła, których wskazania stanowią podstawę do rozliczeń z tytułu dostarczonego ciepła, dopuszczony do stosowania zgodnie z odrębnymi przepisami;
5) źródło ciepła– połączone ze sobą urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła.

2. Ilekroć w niniejszym rozporządzeniu mowa o cieple należy przez to rozumieć również chłód i ciepło odpadowe, o którym mowa w art. 3 pkt 20i ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, objęte obowiązkiem zakupu ciepła.

§ 3. 1. Zakup ciepła oferowanego przedsiębiorstwu energetycznemu zajmującemu się obrotem ciepła lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym jest realizowany przed zakupem ciepła z innych źródeł ciepła.

2. Obowiązek zakupu ciepła dotyczy ciepła, które jest oferowane po cenie nie wyższej od średniej ceny ciepła z innych źródeł zasilających sieć, powiększonej o średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, określony w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, dla roku kalendarzowego poprzedzającego odpowiednio rok zatwierdzenia taryfy lub rok ustalenia cen i stawek opłat dla ciepła wytworzonego w instalacji.

3. W przypadku gdy wskaźnik, o którym mowa w ust. 2, jest ujemny, obowiązek zakupu ciepła dotyczy ciepła, które jest oferowane po cenie nie wyższej od średniej ceny ciepła z innych źródeł zasilających sieć.

4. W przypadku gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji, w której są spalane biomasa, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy wspólnie z innymi paliwami, obowiązek zakupu dotyczy jedynie części wytworzonego ciepła, odpowiadającej wartości energetycznej biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego w łącznej wartości energetycznej wszystkich paliw zużytych do wytworzenia ciepła w tej instalacji.

5. W przypadku gdy na całym obszarze danej sieci ciepłowniczej funkcjonuje efektywny system ciepłowniczy w rozumieniu art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997r. – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się na tym obszarze obrotem ciepłem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym nie jest objęte obowiązkiem zakupu ciepła od podmiotów wytwarzających ciepło z instalacji, których przyłączenie do danej sieci nastąpiło od dnia rozpoczęcia funkcjonowania na obszarze tej sieci

efektywnego systemu ciepłowniczego w rozumieniu art. 7b ust. 4 pkt 1 lub 2 ustawy – Prawo energetyczne.

§ 4. Obowiązek zakupu ciepła jest wykonywany przy zapewnieniu minimalizacji ilości strat ciepła w przyłączeniowej sieci ciepłowniczej.

§ 5. Na potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości zakupionego ciepła przyjmuje się wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego i miejsce określone w umowie, o której mowa w art. 5 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

§ 6. 1. Kontrolę warunków technicznych zakupu ciepła przeprowadza się na podstawie pisemnego upoważnienia wydanego przez Prezesa URE, które zawiera w szczególności:

1) oznaczenie osoby dokonującej kontroli;
2) nazwę i adres siedziby kontrolowanego przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się obrotem ciepłem lub jego wytwarzaniem i sprzedażą odbiorcom końcowym;
3) określenie zakresu kontroli.

2. Osoby upoważnione przez Prezesa URE do dokonywania kontroli są uprawnione do:

1) wstępu na teren nieruchomości i do miejsc, gdzie są zamontowane układy pomiarowo-rozliczeniowe;
2) analizy dokumentów dotyczących realizacji obowiązku zakupu ciepła;
3) żądania ustnych i pisemnych wyjaśnień.

3. Z przeprowadzonej kontroli sporządza się protokół i przedstawia się organom kontrolowanego przedsiębiorstwa energetycznego.

§ 7. Koszty realizacji obowiązku zakupu ciepła z instalacji uwzględnia się w kalkulacji cen lub stawek opłat za ciepło dostarczone odbiorcom końcowym lub stawek opłat za usługi przesyłowe ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych realizujących ten obowiązek, przyjmując, że każda jednostka ciepła sprzedawanego przez dane przedsiębiorstwo energetyczne wszystkim odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci ciepłowniczej jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami.

§ 8. 1. Reklamacja dotycząca:

1) braku wydania w terminie warunków przyłączenia instalacji do sieci ciepłowniczej,
2) odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, w tym zwiększenia mocy przyłączeniowej,
3) odmowy przyłączenia instalacji pomimo upływu terminu wynikającego z zawartej umowy,

4) nieuzasadnionego ograniczenia pracy instalacji lub odłączenia instalacji od sieci ciepłowniczej

– jest rozpatrywana przez dystrybutora ciepła w terminie 14 dni od dnia jej złożenia.

2. Reklamację rozpatruje się w formie pisemnej w postaci papierowej lub w postaci elektronicznej – w przypadku gdy reklamacja została złożona w postaci elektronicznej albo składający reklamację wyraził zgodę na prowadzenie sprawy w tej postaci.

§ 9. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.[2)]

MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA

[2)] Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 18 maja 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączania instalacji do sieci (Dz. U. poz. 1084), które traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 44 pkt 5 ustawy z dnia …… o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. ….).

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia stanowi wykonanie delegacji zawartej art. 116 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, z późn. zm.), zwanej dalej ”ustawą OZE”.

Zgodnie przepisami ustawy OZE, minister właściwy do spraw klimatu określi w drodze rozporządzenia:

1) warunki techniczne i szczegółowy zakres realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 116 ust. 1 ustawy OZE;
2) sposób ustalania rzeczywistej ilości ciepła i chłodu i ciepła odpadowego, objętych obowiązkiem zakupu ciepła;
3) zasady i sposób prowadzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki kontroli warunków technicznych zakupu ciepła;
4) sposób uwzględniania w kalkulacji cen ciepła ustalanych w taryfach przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym kosztów realizacji obowiązku zakupu ciepła;
5) sposób załatwiania reklamacji w zakresie przyłączania do sieci ciepłowniczej.

Konieczność wydania rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączania instalacji do sieci wynika z wdrażania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, a także jest skutkiem realizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP 2040), która zakłada zwiększenie udziału ciepła z instalacji stanowiących odnawialne źródła energii.

Dynamicznie zmieniające się koszty emisji CO_2 związane z polityką klimatyczną Unii Europejskiej wpływają na ponoszone koszty wytwórców ciepła systemowego, co należy zminimalizować przez zmiany w przepisach prawa, które zachęcą do inwestycji w źródła OZE poprzez określenie zasad obowiązku zakupu ciepła z OZE oraz określenie zasad przyłączania źródeł OZE do sieci ciepłowniczej.

Wdrożenie projektu rozporządzenia przyczyni się do odejścia od stosowania paliw kopalnych. Aktualnie ponad 70% ciepła systemowego jest wytwarzane z węgla, a większość systemów ciepłowniczych nie może być uznana za systemy efektywne. Ten stan rzeczy musi się zmienić w ciągu najbliższych lat. Określenie zasad obowiązku zakupu i zasad priorytetowego przyłączania odnawialnych źródeł ciepła wpłynie pozytywnie na jakość

powietrza, co z kolei przełoży się na ograniczenie liczby chorych na choroby układu oddechowego.

Rozporządzenie wchodzi w życie po 14 dniach od jego ogłoszenia.

Projektowane przepisy zostały przeanalizowane pod kątem wpływu na mikro, małe i średnie przedsiębiorstwa. Regulacje zawarte w projekcie rozporządzenia nie będą miały wpływu na ich funkcjonowanie.

Projekt rozporządzenia z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny, zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248). W Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji zamieszczone zostaną także zgłoszone uwagi do projektu rozporządzenia.

Projekt rozporządzenia jest zgodny z przepisami Unii Europejskiej.

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597).

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, zgodnie z § 27 ust. 4 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2022 r. poz. 348).

Projekt zostanie zweryfikowany na Komisji prawniczej Rządowego Centrum Legislacji.

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** Pani Anna Moskwa – Minister Klimatu i Środowiska **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu** Paweł Bogusławski – Główny Specjalista tel. 691 985 561 mail: pawel.boguslawski@klimat.gov.pl	**Data sporządzenia** 30.03.2023 r. **Źródło** Upoważnienie ustawowe art. 116 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z. 2022 r. poz. 1378, z późn zm.), **Nr w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska** **…….**

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Konieczność wydania projektowanego rozporządzenia zmieniającego rozporządzenie wynika ze zmiany art. 116 ustawy OZE dokonanej ustawą z dnia….. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, zwanej dalej „ustawą”.

Art. 116 ust. 3 zobowiązuje ministra właściwego do spraw klimatu do wydania rozporządzenia, które określa:

1) warunki techniczne i szczegółowy zakres realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 116 ust. 1 ustawy;
2) sposób ustalania rzeczywistej ilości ciepła i chłodu i ciepła odpadowego, objętych obowiązkiem zakupu ciepła;
3) zasady i sposób prowadzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki kontroli warunków technicznych zakupu ciepła;
4) sposób uwzględniania w kalkulacji cen ciepła ustalanych w taryfach przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym kosztów realizacji obowiązku zakupu ciepła;
5) sposób załatwiania reklamacji w zakresie przyłączania do sieci ciepłowniczej.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Rozwiązaniem problemu zdefiniowanego w pkt. 1 jest wydanie aktu prawnego – rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska.

Osiągnięcie celu proponowanej regulacji nie jest możliwe za pomocą innych środków niż wydanie rozporządzenia.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie dotyczy. Brak znanych przypadków podobnych rozwiązań.

Rozwiązywany problem wynika z konstrukcji ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz jej nowelizacji i nie dotyczy innych państw.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Wytwórcy ciepła lub chłodu z OZE w instalacjach OZE	Trudna do oszacowania. Powyżej 1 000	Szacunki	Projekt rozporządzenia ma charakter informacyjny. Zawiera wytyczne odnośnie zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła ze źródeł będących instalacjami

			odnawialnych źródeł energii. Rozporządzenie określa także warunki przyłączenia do sieci ciepłowniczej, przyłączania instalacji wytwarzających ciepło lub chłód, stanowiących odnawialne źródła energii

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (Dz. U. z 2022 r. poz. 348), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt rozporządzenia zostanie przekazany do konsultacji publicznych do następujących podmiotów:

1) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
2) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych;
3) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
4) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej;
5) Przemysłowy Instytut Motoryzacji;
6) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o.;
7) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
8) Towarowa Giełda Energii S.A.;
9) Agencja Rynku Energii S.A.;
10) Towarzystwo Obrotu Energią;
11) Krajowa Izba Gospodarcza;
12) Polska Izba Gospodarcza „EKO-ROZWÓJ”;
13) Instytut na Rzecz Ekorozwoju;
14) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
15) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej;
16) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii;
17) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie;
18) Polskie Towarzystwo Certyfikacji Energii;
19) Panel Słoneczny 20x2020 - Instytut Energetyki Odnawialnej;
20) Polskie Towarzystwo Energetyki Słonecznej PTES-ISES;
21) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki;
22) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła;
23) Polska Geotermalna Asocjacja;
24) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne;
25) Polskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła (PSPC);
26) Krajowe Forum Chłodnictwa Związek Pracodawców;
27) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych;
28) Towarzystwo Elektrowni Wodnych;
29) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
30) Polskie Towarzystwo Energetyki Wiatrowej;
31) Krajowy Związek Rolników, Kółek i Organizacji Rolniczych;
32) Krajowa Rada Izb Rolniczych;
33) Polska Izba Biomasy;
34) Polskie Towarzystwo Biomasy Polbiom;
35) Stowarzyszenie Papierników Polskich;
36) Polska Izba Gospodarcza Przemysłu Drzewnego;
37) Krajowe Stowarzyszenie Sołtysów
38) Ogólnopolska Izba Gospodarcza Recyklingu;
39) Polskie Stowarzyszenie Biogazu

40) Polski Komitet Energii Elektrycznej;
41) Stowarzyszenie Producentów Polska Biomasa;
42) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego;
44) SGS Polska Sp. z o. o.;
44) DEKRA Certification Sp. z o. o.;
45) Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla;
46) Instytut Technologii Drewna;
47) Biocontrol Sp. z o. o.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania następującym podmiotom:

1) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej;
2) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
3) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych ani praw i interesów związków pracodawców, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe ani przez reprezentatywne organizacje pracodawców.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez RDS.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z …… r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	*Łącznie (0-10)*
Dochody ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wydatki ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Źródła finansowania	Rozporządzenie nie ma wpływu na dochody i wydatki budżetu państwa.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Projektowana regulacja nie pociąga za sobą obciążeń budżetu państwa oraz budżetów jednostek samorządu terytorialnego wobec czego nie wskazuje się źródeł finansowania.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

Skutki								
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	*Łącznie (0-10)*
W ujęciu pieniężnym (w tys. zł, ceny stałe z … r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0

		Umożliwienie dokonania transformacji energetycznej niezbędnej z punktu widzenia polityki klimatycznej Unii Europejskiej i „Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.”[1] przez określenie zasad obowiązku zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączenia do sieci ciepłowniczej źródeł ciepła stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii.
		Umożliwienie dokonania transformacji energetycznej niezbędnej z punktu widzenia polityki klimatycznej Unii Europejskiej i „Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.” przez określenie zasad obowiązku zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączenia do sieci ciepłowniczej źródeł ciepła stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii.
		Zmiana pośrednio zapewni funkcjonowanie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających ciepło w źródłach ciepła stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii, co będzie miało wpływ na transformację energetyczną pozwalającą na zmianę ciepłownictwa systemowego zgodnie z polityką klimatyczną Unii Europejskiej i „Polityką Energetyczną Polski do 2040 r.”[2] Zmiana będzie pozytywnie oddziaływać na jakość powietrza, co będzie miało bezpośrednie przełożenie na zdrowie mieszkańców miejscowości zasilanych w ciepło z systemów ciepłowniczych, w których będą instalowane źródła ciepła stanowiące instalacje odnawialnego źródła energii.
		Brak

[1] https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski
[2] op. cit.

Niemierzalne		Brak
		Brak
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Projektowana regulacja nie będzie miała wpływu na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym na funkcjonowanie przedsiębiorstw.	

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☒ nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☒ nie ☐ nie dotyczy
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy

9. Wpływ na rynek pracy

Rozporządzenie nie zawiera przepisów, które w bezpośredni sposób wpływałyby na rynek pracy.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☒ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☐ inne:	☐ informatyzacja ☒ zdrowie
Omówienie wpływu	Projekt rozporządzenia przyczyni się do odejścia od stosowania paliw kopalnych. Aktualnie ponad 70% ciepła systemowego jest wytwarzane z węgla, a większość systemów ciepłowniczych nie może być uznana za systemy efektywne. Ten stan rzeczy musi się zmienić w ciągu najbliższych lat. Określenie zasad obowiązku zakupu i zasad priorytetowego przyłączania odnawialnych źródeł ciepła wpłynie pozytywnie na jakość powietrza, co z kolei przełoży się na ograniczenie liczby chorych na choroby układu oddechowego.	

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od ogłoszenia.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Ewaluacja efektów projektów prowadzona będzie na bieżąco.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

Brak

Projekt

R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

R A D Y M I N I S T R Ó W

z dnia

w sprawie maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w poszczególnych następujących po sobie latach kalendarzowych 2023–2027

Na podstawie art. 184h ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz …) zarządza się, co następuje:

§ 1. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20…r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą”, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 24 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 2. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;

5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 3. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 24 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 4. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 5. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5 i 18 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 6. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 19 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 7. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 24 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 8. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 9. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię

elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 24 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 10. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 11. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5 i 18 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 12. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych

instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 19 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 13. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 24 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 14. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 15. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 24 ustawy, wynosi 0 MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 16. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 17. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5 i 18 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 18. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 19 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;

3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;

4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 19. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;

2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;

3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;

4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;

5) pkt 24 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 20. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;

2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;

3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;

4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;

5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 21. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;

2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;

3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;

4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;

5) pkt 24 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 22. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 23. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5 i 18 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 24. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 19 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 25. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację

o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 24 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 26. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji, o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy, w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 27. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5, 15, 18 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 24 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 28. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, oraz wytworzyli energię

elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 15, 19 i 20 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
5) pkt 25 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 29. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 2–4a i 8–13 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 5 i 18 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 1, 1a, 6 i 6a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 16 i 21 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 30. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 20… r. przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 76 ust. 1 ustawy, w zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, o których mowa w art. 77 ust. 5:

1) pkt 8–14 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
2) pkt 19 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
3) pkt 7 i 7a ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł;
4) pkt 17 i 22 ustawy, wynosi … MWh, a jej wartość wynosi … zł.

§ 31. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.[1)]

PREZES RADY MINISTRÓW

[1)] Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Rady Ministrów z 27 września 2022 r. w sprawie maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w poszczególnych następujących po sobie latach kalendarzowych 2022–2027 (Dz. U. poz. 2085).

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją upoważnienia ustawowego zawartego w art. 184h ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz ...), zwanej dalej „uOZE". Na tej podstawie Rada Ministrów ma obowiązek określenia maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w poszczególnych następujących po sobie latach kalendarzowych 2023–2027 przez wytwórców określonych w art. 72 ust. 1 uOZE.

Celem wydania projektowanego rozporządzenia Rady Ministrów jest określenie ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które będą mogły zostać zakontraktowane w ramach aukcyjnego systemu wsparcia w nowych oraz zmodernizowanych instalacjach odnawialnego źródła energii w następujących po sobie latach kalendarzowych 2023–2027.

Dotychczasowe prace w obszarze systemu aukcyjnego w dużej mierze skoncentrowane były na realizacji założonego na poziomie unijnym celu w wysokości 15% udziału energii ze źródeł odnawialnych w energii finalnej brutto w 2020 r. W efekcie tego, zakontraktowane w ramach aukcji OZE wolumeny energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wraz z innymi środkami zwiększającymi wykorzystanie energii z OZE, pozwoliły zabezpieczyć poziomy wystarczające do osiągnięcia ww. celu w roku 2020, a także na lata następujące.

Niemniej, konieczna jest kontynuacja trendu wzrostowego rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii na potrzeby realizacji nowych zobowiązań unijnych, tj. wynikających z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82).

Powyższe oznacza, iż dla osiągnięcia stosownych poziomów udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii w 2030 r. w całej Unii Europejskiej, należy zbudować fundament dla inwestorów poprzez zaprojektowanie odpowiednich poziomów energii przeznaczonej do sprzedaży w ramach aukcji zarówno w przypadku instalacji nowych, jak i w odniesieniu do instalacji zmodernizowanych, celem utrzymania istniejących w systemie elektroenergetycznym mocy.

Wydanie niniejszego rozporządzenia umożliwia przeprowadzenie aukcji OZE w latach 2023-2027, tworząc długoterminowy harmonogram udzielania wsparcia wytwórcom OZE w ramach mechanizmu aukcyjnego. Ma to na celu stworzenie przewidywalnych ram rozwoju sektora OZE oraz zapewnienie stabilnej perspektywy inwestycyjnej.W związku z powyższym, w latach 2023-2027 planowana jest sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w nowych instalacjach, dzięki której zakłada się powstanie instalacji wykorzystujących:

- energię wiatru na lądzie (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – … MW,
- energię promieniowania słonecznego (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – … MW,
- energię promieniowania słonecznego (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW) – … MW,
- hydroenergię (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – … MW,
- hydroenergię (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW) – … MW,
- biogaz rolniczy (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – … MW,

- biogaz pozyskany ze składowisk odpadów/biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej/biogaz inny/biomasę w dedykowanej instalacji spalania biomasy/odpady (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – łącznie … MW,
- biogaz pozyskany ze składowisk odpadów/biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej/biogaz inny/biomasę w dedykowanej instalacji spalania biomasy (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW) – łącznie … MW.

Jednocześnie, w latach 2023-2027 w ramach systemu aukcyjnego, planowana jest sprzedaż energii elektrycznej w instalacjach zmodernizowanych, dzięki której zakłada się wsparcie instalacji wykorzystujących:

- energię wiatru na lądzie – … MW,

- energię promieniowania słonecznego – … MW,

- hydroenergię – … MW,

- biogaz rolniczy – … MW,

- biogaz pozyskany ze składowisk odpadów/biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków/biogaz inny/biomasę w dedykowanej instalacji spalania biomasy/odpady – łącznie … MW.

Roczne wolumeny oraz roczne maksymalne wartości energii przeznaczone do sprzedaży w aukcjach 2023–2027 w 15-letnich okresach wsparcia wynoszą:

	Wolumen [MWh]	**Wartość [zł]**
2023	…	…
2024	…	…
2025	…	…
2026	…	…
2027	…	…

Łączny szacowany wolumen energii przeznaczony do sprzedaży w trakcie aukcji 2023-2027 w 15-letnich okresach wsparcia wynosi … MWh. Łączna maksymalna wartość ww. wolumenów (stanowiąca iloczyn wolumenów oraz średniej wartości cen referencyjnych z lat/z roku … dla poszczególnych technologii lub koszyków aukcyjnych) w 15-letnim okresie wsparcia wynosi natomiast … zł.

Warto w tym miejscu jednocześnie podkreślić, iż rozwiązanie proponowane w przedmiotowym projekcie jest oparte o konstrukcję istniejącego systemu wsparcia, dlatego też mimo że modernizowane instalacje niektórych technologii będę rywalizować w jednym koszyku aukcyjnym jedynie pomiędzy sobą, będąc przy tym korygowane odpowiednim współczynnikiem, konkurencyjność systemu zostanie zachowana. Co więcej, w tym przypadku połączenia instalacji hydroenergetycznych z technologiami paliwowo-zależnymi (jak np. biogaz, biomasa), mogłoby to faworyzować lub dyskryminować jedną z nich i dawać stałą przewagę konkurencyjną w rywalizacji aukcyjnej.

Należy również nadmienić, że wskazane w rozporządzeniu, możliwe do zakontraktowania ilości i wartości energii nie będą mogły zostać zmniejszone, przy czym jednocześnie będą one mogły ulec zwiększeniu za sprawą corocznych aktualizacji, uwzględniających zmieniające się uwarunkowania rynkowe (zgodnie z art. 184h ust. 3 uOZE). Dotychczas wskaźniki te były publikowane corocznie, co mogło wzbudzać niepewność po

stronie inwestorów.

Zgodnie z art. 73 ust. 9 ustawy, ilość i wartość energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej, jaka może zostać sprzedana w drodze aukcji w następnym roku kalendarzowym, wynosi 5% ilości i wartości energii elektrycznej, przeznaczonej do sprzedaży w drodze aukcji w roku poprzednim, w instalacjach, o których mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2 i 3 ustawy. Tym samym wartości wskazane w § 3, 4, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 21, 22, 23, 24, 27, 28, 29 i 30 projektu rozporządzenia Rady Ministrów obejmują również energię wytworzoną w instalacjach odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej.

W zakresie wpływu regulacji na funkcjonowanie mikro, małych i średnich przedsiębiorstw wyjaśnienia wymaga, iż prezentowane rozwiązania legislacyjne wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym, branży oraz oczekiwaniom lokalnych przedsiębiorców, które kierowane były do administracji rządowej

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

Projektowane rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Projekt przedmiotowej regulacji, zgodnie z wymogami określonymi w art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Nazwa projektu Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w poszczególnych następujących po sobie latach kalendarzowych 2023–2027 **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** - **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu** -	**Data sporządzenia** … r. **Źródło:** art. 184h ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz...) **Nr w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów** -

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Projekt stanowi wykonanie upoważnienia ustawowego zawartego w art. 184h ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz …), zwanej dalej „uOZE". Rozporządzenie określa maksymalne ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE), które będą mogły zostać sprzedane w ramach systemu aukcyjnego w poszczególnych następujących po sobie latach kalendarzowych 2023–2027 przez wytwórców energii w nowych instalacjach OZE, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji oraz wytwórców energii w zmodernizowanych instalacjach OZE, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji.

Tym samym, przedmiotowe rozporządzenie jest niezbędne do ogłoszenia i przeprowadzenia aukcji na sprzedaż energii wytworzonej w instalacjach OZE w sześcioletniej perspektywie długoterminowej i spełnienia wymogów wspólnotowych, wynikających z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82), dalej „dyrektywa RED II". Art. 6 ust. 3 dyrektywy RED II stanowi bowiem, że „*państwa członkowskie publikują długoterminowy harmonogram dotyczący oczekiwanego przydziału wsparcia obejmujący, jako punkt odniesienia, co najmniej pięć kolejnych lat lub – w przypadku ograniczeń budżetowych w planowaniu – kolejne trzy lata, zawierający orientacyjne terminy, w odpowiednich przypadkach częstotliwość postępowań o udzielenie zamówienia, oczekiwaną moc i budżet lub maksymalne jednolite wsparcie, które ma zostać przydzielone, oraz oczekiwane kwalifikujące się technologie, stosownie do przypadku. Harmonogram ten jest aktualizowany corocznie lub, w razie konieczności, w celu uwzględnienia zmiany sytuacji na rynku lub oczekiwanego przydziału wsparcia*".

Za sprawą niniejszego rozporządzenia będzie możliwa jednocześnie kontynuacja trendu wzrostowego rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii w sektorze elektroenergetycznym, niezbędna w kontekście realizacji zobowiązań unijnych określonych na rok 2030. Dla osiągnięcia stosownych poziomów udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii we wskazanej perspektywie, konieczne jest bowiem podjęcie właściwych działań z odpowiednim wyprzedzeniem, polegających nie tylko na wsparciu wytwarzania energii z OZE w instalacjach nowych, ale także w instalacjach zmodernizowanych, celem utrzymania mocy istniejących już w systemie elektroenergetycznym.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Przedmiotowe rozporządzenia jest wydawane, w celu wykonania upoważnienia ustawowego i umożliwienia przeprowadzenia aukcji na sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE poprzez jednoczesne opublikowanie długoterminowego harmonogramu wsparcia w ramach tego mechanizmu.

Przyjęte rozwiązanie stworzy przewidywalne ramy rozwoju sektora OZE oraz zapewni stabilną perspektywę inwestycyjną. Wskazane w niniejszym rozporządzeniu ilości i wartości nie będą mogły zostać zmniejszone, przy czym będą one mogły ulec zwiększeniu za sprawą corocznych aktualizacji, uwzględniających zmieniające się uwarunkowania rynkowe.

Zgodnie z art. 184h ust. 2 uOZE Rada Ministrów, przy określeniu maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w poszczególnych następujących po sobie latach kalendarzowych 2023-2027, przez wytwórców określonych w art. 72 ust. 1 ustawy OZE, bierze pod uwagę:

1) politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział energii i paliw wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie;

2) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jak również zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych;

3) potrzebę ochrony środowiska naturalnego, w tym zmniejszenia zanieczyszczenia azotem pochodzenia rolniczego, a także redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;

4) potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi;

5) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy;

6) potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

Wartości wskazane w rozporządzeniu dla maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, stanowią iloczyn przyjętych wolumenów oraz średniej wartości cen referencyjnych z lat/z roku … dla poszczególnych technologii lub koszyków aukcyjnych.

Szacuje się, iż w związku z realizacją aukcji w latach 2023–2027 powstaną nowe instalacje wykorzystujące:

1) energię wiatru na lądzie (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – … MW,
2) energię promieniowania słonecznego (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – … MW,
3) energię promieniowania słonecznego (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW) – … MW,
4) hydroenergię (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – … MW,
5) hydroenergię (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW) – … MW,
6) biogaz rolniczy (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – … MW,
7) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów/biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej/biogaz inny/biomasę w dedykowanej instalacji spalania biomasy/odpady (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – łącznie … MW,
8) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów/biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej/biogaz inny/biomasę w dedykowanej instalacji spalania biomasy (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW) – łącznie … MW,
9) hybrydowe instalacje odnawialnego źródła energii (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW) – … MW,
10) hybrydowe instalacje odnawialnego źródła energii (o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW) – … MW.

Jednocześnie szacuje się, że w związku z realizacją aukcji w latach 2023-2027 wsparcie otrzymają instalacje zmodernizowane wykorzystujące:

1) energię wiatru na lądzie – … MW,
2) energię promieniowania słonecznego – … MW,
3) hydroenergię – … MW,
4) biogaz rolniczy – … MW,
5) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów/biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków/biogaz inny/biomasę w dedykowanej instalacji spalania biomasy/odpady – łącznie … MW.

Powyższe wartości zostały określone w oparciu o analizy otoczenia rynkowo-technologicznego, prowadzone przez Departament Odnawialnych Źródeł Energii Ministerstwa Klimatu i Środowiska, dokonane w konsultacji z branżą odnawialnych źródeł energii oraz kluczowe podmioty rynkowe. Projekt rozporządzenia bierze również pod uwagę założenia dla rozwoju OZE określone w takich dokumentach strategicznych, jak Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 (KPEiK) oraz Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040). Z powyższych dokumentów i zawartych w nich celów i założeń w zakresie rozwoju OZE wynikają także zerowe ilości i wartości dla niektórych źródeł wytwarzania energii.

Należy przy tym raz jeszcze podkreślić, że aukcje planowane na lata 2023–2027 będą miały zasadnicze znaczenie dla osiągnięcia celu wspólnotowego na rok 2030 r. w zakresie udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto. Poprzez wsparcie przewidziane w stosunku do nowych oraz zmodernizowanych instalacji odnawialnego źródła energii, przedmiotowe aukcje pozwolą zarówno na utrzymanie istniejących już mocy w systemie elektroenergetycznym, a także na dalszy wzrost udziału OZE w miksie energetycznym Polski. Tym samym, niniejszy projekt rozporządzenia znacząco przyczyni się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju, opartego o źródła niskoemisyjne oraz ograniczenia kosztów energii ponoszonych przez odbiorców końcowych.

Projekt przedmiotowego rozporządzenia stanowi bowiem niezwykle istotną informację rynkową co do dalszego kierunku rozwoju wielkoskalowej energetyki odnawialnej w Polsce. Ustalenie długoterminowego harmonogramu wsparcia jest niezbędne z punktu widzenia inwestorów planujących w najbliższych latach partycypację w systemie aukcyjnym, gdyż w przypadku braku powodzenia, ukazuje on możliwość ewentualnej realizacji projektów w kolejnych latach kalendarzowych, tworząc bezpieczną perspektywę inwestycyjną. Przedmiotowa informacja stymuluje także rozwój kolejnych projektów inwestycyjnych, które z uwagi na stopień zaawansowania nie będą mogły wziąć udziału w aukcji w 2023 r.

Łączny szacowany wolumen energii przeznaczony do sprzedaży w trakcie aukcji 2023–2027 w 15-letnich okresach wsparcia

wynosi … MWh. Łączna maksymalna wartość ww. wolumenów w 15-letnim okresie wsparcia wynosi natomiast … zł.

Jednocześnie, roczne wolumeny energii przeznaczone do sprzedaży w trakcie aukcji w poszczególnych latach w 15-letnich okresach wsparcia wynoszą w 2023 r. - … MWh, w 2024 r. - … MWh, w 2025 r. - … MWh, w 2026 r. - … MWh, a w 2027 r. - … MWh. Łączna roczna maksymalna wartość ww. wolumenów wyniesie natomiast w 2023 r. - … zł, w 2024 r. - … zł, w 2025 r. - … zł, w 2026 r. - … zł, a w 2027 r. - … zł.

Mając na uwadze powyższe należy jednak zauważyć, iż ww. wartości zostały wyliczone jako maksymalne, przy założeniu, iż ceny sprzedaży osiągane w czasie aukcji będą równe zakładanym cenom referencyjnym, co w dotychczasowej praktyce nie miało miejsca. Analizując doświadczenia płynące z aukcji przeprowadzonych w latach 2016-2022, można oczekiwać, iż prezentowane powyżej wartości będą istotnie niższe.

Należy jednocześnie wskazać, że nie istnieją obecnie inne środki, które umożliwiałyby osiągnięcie zakładanych w projekcie celów.

System aukcyjny jest dedykowanym mechanizmem wsparcia rozwoju wielkoskalowego OZE w Polsce, zaś przedmiotowe rozporządzenie jest niezbędne dla przeprowadzenia aukcji.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie dotyczy – konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Mając na uwadze powyższe oraz biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce aukcyjnego mechanizmu wsparcia oraz jego indywidualne cechy, brak jest możliwości wskazania tożsamych rozwiązań w innych krajach członkowskich OECD/UE.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Inwestorzy zainteresowani wytwarzaniem energii elektrycznej w małych oraz wielkoskalowych instalacjach odnawialnego źródła energii	Kilka/kilkanaście tysięcy	Informacje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie ogłoszenia wyników poszczególnych aukcji, w których wskazywana jest m.in. liczba wszystkich złożonych ofert. Szacunki własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska	Uwzględnienie w rozporządzeniu maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z OZE, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w latach 2023–2027 umożliwi powstanie i funkcjonowanie nowych instalacji OZE, przyczyniając się do wypełnienia zobowiązań wspólnotowych oraz własnych celów w zakresie energetyki odnawialnej
Odbiorcy końcowi	Kilkanaście milionów gospodarstw domowych	Dane Głównego Urzędu Statystycznego	Kontynuacja aukcyjnego mechanizmu wsparcia może powodować obciążenie odbiorców końcowych energii tzw. opłatą OZE, z której finansowane jest jego funkcjonowanie. Stawka opłaty OZE wyznaczona przez Prezesa URE na rok 2023 wynosi … zł za MWh. Należy jednak podkreślić, że w przypadku wysokich cen energii większość wytwórców OZE będzie przekazywała część środków finansowych do Zarządcy Rozliczeń, zgodnie z mechanizmem kontraktów różnicowych
Instytucje finansowe i ubezpieczeniowe	Kilkadziesiąt	Szacunki własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska	Umożliwienie wejścia na rynek OZE nowym podmiotom przyczyni się do zwiększenia

			inwestycji w tego typu źródła energii, a tym samym wpłynie na zwiększenie popytu na wymienione usługi
Producenci urządzeń na potrzeby instalacji OZE, firmy budowlane specjalizujące się w segmencie energetyki odnawialnej, firmy transportowe dostarczające paliwa biomasowe itp.	Kilkuset	Szacunki własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska	Umożliwienie wejścia na rynek OZE nowym podmiotom przyczyni się do zwiększenia inwestycji w tego typu źródła energii, a tym samym wpłynie na zwiększenie popytu na wymienione usługi

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji (14 dni) do następujących podmiotów:

1) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej,
2) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej,
3) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
4) Instytut Gospodarki Nieruchomościami,
5) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
6) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
7) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
8) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
9) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie,
10) Krajowa Izba Gospodarcza,
11) PKN Orlen S.A.
12) Polska Geotermalna Asocjacja,
13) Polska Izba Biomasy,
14) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,
15) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła,
16) Polski Komitet Energii Elektrycznej,
17) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
18) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej,
19) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
20) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki,
21) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne,
22) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
23) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
24) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki,
25) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
26) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV,
27) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
28) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii,
29) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej,
30) Stowarzyszenie Papierników Polskich,
31) Stowarzyszenie Producentów Cementu,
32) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
33) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
34) Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
35) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
36) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
37) Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
3) Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa,
4) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej,
5) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców,
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów organizacji pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

1) Pracodawcy RP,
2) Konfederacja Lewiatan,
3) Związek Rzemiosła Polskiego,
4) Związek Pracodawców Business Centre Club,
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców,
6) Federacja Przedsiębiorców Polskich.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej.

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez RDS.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych, który zostanie udostępniony na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z … r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0–10)
Dochody ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydatki ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Źródła finansowania	Z uwagi na konstrukcję aukcyjnego systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii oraz jego finansowanie, projekt rozporządzenia nie powoduje skutków finansowych dla budżetu państwa.

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie. Rozporządzenie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w latach 2023–2027.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

Skutki								
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0–10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z … r.)	duże przedsiębiorstwa	-	-	-	-	-	-	-
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	-
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	-	-	-	-	-	-	-

W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w latach 2023–2027.
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w latach 2023–2027.
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w latach 2023–2027.
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	Brak wpływu.

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Do wyliczenia maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w latach 2023–2027, wykorzystano m.in. ogólnodostępne dane Urzędu Regulacji Energetyki dotyczące istniejącej struktury wytwórczej OZE w Polsce oraz dotychczasowych wyników aukcji OZE, dane pozyskane przez resort klimatu od uczestników rynku OZE w zakresie gotowości poszczególnych projektów do uczestnictwa w aukcjach OZE, jak również informacje kluczowych podmiotów rynkowych w zakresie możliwości i następstw funkcjonowania planowanych do realizacji mocy OZE w systemie elektroenergetycznym. Dodatkowo warto podkreślić, że dotychczas przeprowadzone aukcje OZE ukazały, że ceny energii produkowanej w lądowych instalacjach wiatrowych oraz instalacjach fotowoltaicznych są niższe od hurtowych cen energii elektrycznej, co oznacza, że wsparcie w ramach systemu aukcyjnego będzie w przypadku tych technologii ujemne (zgodnie z zasadami działania tzw. kontraktu różnicowego). Co więcej, na bazie zmian wprowadzonych ustawą z dnia 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, rozliczenie sprzedaży energii przez wytwórcę, który wygrał aukcję będzie następować w okresie trzyletnim, zaś ewentualna nadwyżka ma być zwracana Zarządcy Rozliczeń. Tym samym, należy podkreślić, że obciążenie odbiorców końcowych wynikające z funkcjonowania przedmiotowego mechanizmu wsparcia OZE jest nieznaczne, zaś w kolejnych latach będzie ulegać dalszej redukcji.

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu	
☒ nie dotyczy	
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
Komentarz: Brak.	

9. Wpływ na rynek pracy

Regulacje zawarte w niniejszym projekcie generować będą zapotrzebowanie na dodatkowe miejsca pracy zarówno w sektorze energetyki, jak również w innych sektorach gospodarki, takich jak budownictwo, finanse, transport itp. Przedmiotowy wpływ jest jednak trudny do oszacowania.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☒ środowisko naturalne ☒ sytuacja i rozwój regionalny ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☐ inne:	☐ informatyzacja ☐ zdrowie

Omówienie wpływu	Przeprowadzenie aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE w latach 2023–2027 umożliwi realizację projektów w nisko lub zeroemisyjne źródła wytwarzania energii elektrycznej, co w konsekwencji będzie miało pozytywny wpływ na środowisko naturalne. Ponadto, realizacja inwestycji OZE wpływa pozytywnie na rozwój regionalny, w tym rozwój lokalnego rynku pracy.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Przepisy rozporządzenia będą stopniowo realizowane w chwili rozstrzygnięć poszczególnych aukcji zaplanowanych na lata 2023–2027 w zakresie wskazanych w projekcie rozporządzenia wolumenów energii lub ich wartości, zaś całościowo zostaną zrealizowane w roku 2027.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Ewaluacja efektów projektu będzie dokonywana na bieżąco. Wskazane maksymalne ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które będą mogły zostać sprzedane w drodze aukcji w latach 2023–2027 będą corocznie weryfikowane i zmieniane w zależności od potrzeb i uwarunkowań rynkowych. Zaproponowane pierwotnie wolumeny nie będą mogły jednak ulec obniżeniu. Ważnym elementem będzie analiza rozstrzygnięć aukcji przeprowadzonych w danym roku kalendarzowym, która będzie miała istotny wpływ na zaprojektowanie odpowiednich wartości na lata kolejne.

Z uwagi na ograniczony charakter regulacji nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

-

Projekt

R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

R A D Y M I N I S T R Ó W

z dnia

w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r.

Na podstawie art. 184n ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz …) zarządza się, co następuje:

§ 1. Maksymalna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. wynosi:

1) pkt 12–13 ustawy, wynosi …. MWh, a jej wartość wynosi …. zł;
2) pkt 14–23 ustawy, wynosi …. MWh, a jej wartość wynosi …. zł;
3) pkt 25 ustawy, wynosi …. MWh, a jej wartość wynosi …. zł.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

PREZES RADY MINISTRÓW

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją upoważnienia ustawowego zawartego w art. 184n ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz …), zwanej dalej „ustawą”. Na jego podstawie Rada Ministrów ma określić jednorazowo w drodze rozporządzenia w terminie do dnia 30 września 2025 r. maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r., biorąc pod uwagę:

1) politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział energii i paliw wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie;

2) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jak również zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych;

3) potrzebę ochrony środowiska naturalnego, w tym zmniejszenia zanieczyszczenia azotem pochodzenia rolniczego, a także redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;

4) potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi;

5) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy;

6) potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

Wydanie rozporządzenia jest związane z normą ustanowioną w przepisie art. 83c ust. 2 ustawy, która stanowi, iż Rada Ministrów określa, w terminie do dnia 31 marca każdego roku maksymalną ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w bieżącym roku kalendarzowym przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu oraz uzyskali potwierdzenie umożliwiające im przystąpienie do tych aukcji, albo złożyli stosowne oświadczenie, że warunki techniczne wytwarzania energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie uległy zmianie, w stosunku do informacji zawartych w deklaracji.

Jednocześnie zgodnie z art. 47 pkt 4 ustawy z dnia …… o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z …. poz. …) przepisy dotyczące aukcji na wsparcie operacyjne wchodzą w życie z dniem 1 lipca 2025 r. W związku z tym, w celu organizacji aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. jest konieczne jednorazowe wydanie przedmiotowego rozporządzenia w terminie po dniu 1 lipca.

W 2025 r. jest planowana sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w dotychczasowych instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, dzięki której zakłada się wsparcie operacyjne instalacji wykorzystujących:

- biogaz rolniczy – … MW,
- biogaz pozyskany ze składowisk odpadów - … MW,
- biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej – …MW,
- biogaz inny niż wymieniony powyżej - … MW,
- hydroenergię – … MW,
- biomasę – … MW

Łączny szacowany wolumen energii przeznaczony do sprzedaży w trakcie aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. wynosi … MWh. Łączna maksymalna wartość ww. wolumenów (stanowiąca iloczyn wolumenów oraz średniej wartości cen referencyjnych z roku 2025 dla poszczególnych technologii lub koszyków aukcyjnych) wynosi natomiast … zł.

Projekt rozporządzenia dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej. W zakresie wpływu regulacji na funkcjonowanie mikro, małych i średnich przedsiębiorstw wyjaśnienia wymaga, iż prezentowane rozwiązania legislacyjne wychodzą naprzeciw oczekiwaniom społecznym, branży oraz oczekiwaniom lokalnych przedsiębiorców, które kierowane były do administracji rządowej.

Projekt rozporządzenia nie zawiera przepisów technicznych, o których mowa w § 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.), i w związku z tym nie podlega notyfikacji.

Projekt rozporządzenia wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Projektowane rozporządzenie nie jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej.

Projektowane rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Nazwa projektu	**Data sporządzenia**
Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r.	… r.
Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące	**Źródło**
Ministerstwo Klimatu i Środowiska	Art. 184n ustawy z dnia ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz …)
Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu	**Nr w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów**
-	-
Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu	
-	

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Rozporządzenie jest niezbędne do ogłoszenia i przeprowadzenia aukcji na wsparcie operacyjne dla instalacji wytwarzających energię elektryczną z OZE w 2025 r. w celu umożliwienia pokrycia uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu dotychczasowego, pierwotnego okresu wsparcia.

Wydanie rozporządzenia jest związane z normą ustanowioną w przepisie art. 83c ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687 oraz ….), zwanej dalej „ustawą", która stanowi, iż Rada Ministrów określa, w terminie do dnia 31 marca każdego roku maksymalną ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w bieżącym roku kalendarzowym przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu oraz uzyskali potwierdzenie umożliwiające im przystąpienie do tych aukcji, albo złożyli stosowne oświadczenie, że warunki techniczne wytwarzania energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie uległy zmianie, w stosunku do informacji zawartych w deklaracji.

Jednocześnie zgodnie z art. 47 pkt 4 ustawy z dnia ……. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. …) przepisy dotyczące aukcji na wsparcie operacyjne wchodzą w życie z dniem 1 lipca 2025 r. W związku z tym, w celu organizacji aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. jest konieczne jednorazowe wydanie przedmiotowego rozporządzenia w terminie po dniu 1 lipca.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Projekt stanowi wykonanie upoważnienia ustawowego zawartego w art. 184n ustawy. Rozporządzenie określa maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE), która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. przez wytwórców, którzy złożyli deklarację o przystąpieniu do aukcji albo oświadczenie, że warunki techniczne wytwarzania energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie uległy zmianie, w stosunku do informacji zawartych w deklaracji.

Zgodnie z art. 184n ustawy, Rada Ministrów przy określeniu maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r., bierze pod uwagę:

1) politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział energii i paliw wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie;
2) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jak również zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych;
3) potrzebę ochrony środowiska naturalnego, w tym zmniejszenia zanieczyszczenia azotem pochodzenia rolniczego, a także redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;
4) potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi;
5) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania energii lub paliw z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy;
6) potrzebę efektywnego wykorzystania energii pierwotnej uzyskanej w wyniku jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła, chłodu lub paliw pochodzących ze źródeł odnawialnych.

Przyjęte wartości wskazane w rozporządzeniu dla maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, z wyłączeniem instalacji hybrydowych, wynikają z najbardziej aktualnych wartości cen referencyjnych określonych dla poszczególnych instalacji odnawialnego źródła energii na rok 2025 r.

Szacuje się, iż w związku z realizacją aukcji w 2025 r. wsparcie obejmie następujący potencjał wytwórczy technologii wykorzystywanych w ramach instalacji odnawialnego źródła energii:

- biogaz rolniczy – … MW,
- biogaz pozyskany ze składowisk odpadów - … MW,
- biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków do wytwarzania energii elektrycznej – … MW,
- biogaz inny niż wymieniony powyżej - … MW,
- hydroenergię – … MW,
- biomasę – … MW

Powyższe wartości zostały określone w oparciu o analizy otoczenia rynkowo-technologicznego, prowadzone przez Departament Odnawialnych Źródeł Energii Ministerstwa Klimatu i Środowiska, dokonane w konsultacji z branżą odnawialnych źródeł energii oraz kluczowe podmioty rynkowe.

Projekt rozporządzenia bierze pod uwagę założenia dla rozwoju OZE określone w takich dokumentach strategicznych, jak Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 (KPEiK) oraz Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040).

Łączny szacowany wolumen energii przeznaczony do sprzedaży w trakcie aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. wynosi ……. MWh. Łączna maksymalna wartość ww. wolumenów (stanowiąca iloczyn wolumenów oraz ceny referencyjnej na 2025 r.) wynosi ……. zł.

Łączna maksymalna wartość pomocy publicznej wynikająca z różnicy pomiędzy wartością energii elektrycznej sprzedanej w drodze aukcji na wsparcie operacyjne, a rynkową wartością energii elektrycznej (tzw. ujemne saldo) wynosi …….. zł.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie dotyczy – konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Mając na uwadze powyższe oraz biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce aukcyjnego mechanizmu na wsparcie oraz jego indywidualne cechy, brak jest możliwości wskazania tożsamych rozwiązań w innych krajach członkowskich OECD/UE.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Wytwórcy zainteresowani kontynuacją wytwarzania energii elektrycznej w małych oraz wielkoskalowych instalacjach odnawialnego źródła energii	Ok. 1100 podmiotów	Informacje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie ogłoszenia wyników poszczególnych aukcji, w których wskazywana jest m.in. liczba wszystkich złożonych ofert. Szacunki własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska	Uwzględnienie w rozporządzeniu maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z OZE, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w roku 20.. umożliwi dalsze funkcjonowanie istniejących instalacji OZE, przyczyniając się do wypełnienia zobowiązań wspólnotowych oraz własnych celów w zakresie energetyki odnawialnej
Odbiorcy końcowi	Kilkanaście milionów gospodarstw domowych	Dane Głównego Urzędu Statystycznego	Mechanizm aukcyjny na kontynuację wsparcia operacyjnego może powodować obciążenie odbiorców końcowych energii tzw. opłatą OZE, z której finansowane jest jego funkcjonowanie. Stawka opłaty OZE wyznaczona przez Prezesa URE na rok 2022 wynosi 0,90 zł za MWh. Należy jednak podkreślić, że w przypadku wysokich cen energii

			większość wytwórców OZE będzie przekazywała część środków finansowych do Zarządcy Rozliczeń, zgodnie z mechanizmem kontraktów różnicowych
Producenci urządzeń na potrzeby instalacji OZE, firmy budowlane specjalizujące się w segmencie energetyki odnawialnej, firmy transportowe dostarczające paliwa biomasowe itp.	Kilkuset	Szacunki własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska	Pozostanie na rynku OZE działających podmiotów utrzyma istniejący popyt na wymienione usługi

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów, zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji (14 dni) do następujących podmiotów:

1) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej,
2) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej,
3) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
4) Instytut Gospodarki Nieruchomościami,
5) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
6) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
7) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
8) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
9) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie,
10) Krajowa Izba Gospodarcza,
11) PKN Orlen S.A.
12) Polska Geotermalna Asocjacja,
13) Polska Izba Biomasy,
14) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,
15) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła,
16) Polski Komitet Energii Elektrycznej,
17) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
18) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej,
19) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
20) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki,
21) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne,
22) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
23) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
24) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki,
25) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
26) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV,
27) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
28) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii,
29) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej,
30) Stowarzyszenie Papierników Polskich,
31) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
32) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
33) Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
34) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
35) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
36) Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
2) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
3) Dyrektor Generalny Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa,
4) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej,
5) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców,
6) Młodzieżowa Rada Klimatyczna.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów organizacji pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (30 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

1) Pracodawcy RP,
2) Konfederacja Lewiatan,
3) Związek Rzemiosła Polskiego,
4) Związek Pracodawców Business Centre Club,
5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców,
6) Federacja Przedsiębiorców Polskich.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez RDS.

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych, który zostanie udostępniony na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z … r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0–10)
Dochody ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydatki ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Źródła finansowania	Z uwagi na konstrukcję aukcyjnego systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii oraz jego finansowanie, projekt rozporządzenia nie powoduje skutków finansowych dla budżetu państwa.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie. Rozporządzenie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0–10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z … r.)	duże przedsiębiorstwa	-	-	-	-	-	-	-
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	-
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	-	-	-	-	-	-	-

W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r.
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w roku 2025 r.
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie zawiera regulacje dotyczące ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r.
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	Brak wpływu.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		Do wyliczenia maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r., wykorzystano m.in. ogólnodostępne dane Urzędu Regulacji Energetyki dotyczące istniejącej struktury wytwórczej, obejmującej istniejące instalacje OZE, które wychodzą z systemu świadectw pochodzenia. Obciążenie odbiorców końcowych wynikające z funkcjonowania przedmiotowego mechanizmu wsparcia OZE jest nieznaczne z uwagi na kontrakt różnicowy znany z dzisiejszych aukcji dla nowych instalacji, zaś w kolejnych latach będzie ulegać dalszej redukcji.

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☒ nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy

☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
Komentarz: Brak.	

9. Wpływ na rynek pracy

Regulacje zawarte w niniejszym projekcie zapewnią utrzymanie dotychczasowym miejsc pracy w sektorze OZE oraz sektorach pokrewnych, zapewniających serwis dotychczas wykorzystywanych urządzeń wytwórczych. Przedmiotowy wpływ jest jednak trudny do oszacowania.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☒ środowisko naturalne ☒ sytuacja i rozwój regionalny ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☐ inne:	☐ informatyzacja ☐ zdrowie

Omówienie wpływu	Przeprowadzenie aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE w roku 2025 r. umożliwi utrzymanie istniejących instalacji z nisko lub zeroemisyjnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, co w konsekwencji będzie miało pozytywny wpływ na środowisko naturalne. Ponadto, realizacja inwestycji OZE wpływa pozytywnie na rozwój regionalny, w tym rozwój lokalnego rynku pracy.

11.Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Ewaluacja zostanie dokonana podczas opracowywania projektu rozporządzenia, które określi maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r.

Przy opracowywaniu projektu rozporządzenia na 2026 r. zostanie dokonana analiza rozstrzygnięć aukcji przeprowadzonych na podstawie projektu, w tym w zakresie wolumenu nimi objętego, wartości energii objętej aukcjami, średnich cen zgłaszanych w czasie aukcji przez wytwórców.

Z uwagi na ograniczony charakter regulacji nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

-

Projekt

R O Z P O R Z Ą D Z E N I E

M I N I S T R A K L I M A T U I Ś R O D O W I S K A [1)]

w sprawie wzoru sprawozdania z realizacji wymogu osiągnięcia efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego

z dnia

Na podstawie art. 7b ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.[2)]) zarządza się, co następuje:

§ 1. Określa się wzór sprawozdania z realizacji wymogu osiągnięcia efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, o którym mowa w art. 7b ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, stanowiący załącznik do rozporządzenia.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

MINISTER KLIMATU I ŚRODOWISKA

---

1) Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – energia, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1949).

2) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2022 r. poz. 1732, 2127, 2243, 2370 i 2687 oraz z 2023 r. poz. 295.

Załącznik
do rozporządzenia
Ministra Klimatu i Środowiska
z dnia
Dz. U. poz.)

W Z Ó R

Sprawozdanie z realizacji wymogu osiągnięcia efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, o którym mowa w art. 7b ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne za rok…….[1)]		
I. Informacje o składającym sprawozdanie		
1.	Nazwa przedsiębiorstwa energetycznego	
2.	Adres siedziby przedsiębiorstwa energetycznego	
3.	Miejsce prowadzenia działalności gospodarczej	
4.	NIP przedsiębiorstwa energetycznego	
5.	Nr koncesji na przesyłanie i dystrybucję ciepła	
II. Informacje o systemie ciepłowniczym		
1.	Lokalizacja systemu ciepłowniczego[2)]	
2.	Liczba przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się w systemie ciepłowniczym przesyłaniem i dystrybucją ciepła zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego	

[1)] W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję ciepła posiada więcej niż jeden system ciepłowniczy, dla każdego systemu ciepłowniczego składa odrębne sprawozdanie.

[2)] Należy podać powiat i gminę/miasto.

3.	Liczba źródeł ciepła w systemie ciepłowniczym	
III. Szczegółowe informacje o realizacji wymogu osiągnięcia efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego		
1.	Łączna ilość ciepła dostarczonego do systemu ciepłowniczego w okresie objętym sprawozdaniem [GJ]	
2.	Procentowy udział energii z odnawialnych źródeł energii w łącznej ilości ciepła dostarczonego do systemu ciepłowniczego, z podaniem rodzaju odnawialnego źródła energii	
3.	Procentowy udział ciepła odpadowego w łącznej ilości ciepła dostarczonego do systemu ciepłowniczego	
4.	Procentowy udział ciepła pochodzącego z kogeneracji w łącznej ilości ciepła dostarczonego do systemu ciepłowniczego	
5.	Wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej, o którym mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej	
6.	Suma końcowego zużycia energii cieplnej brutto, o której mowa w art. 2 pkt 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, przez wszystkich wytwórców ciepła w systemie ciepłowniczym [GJ]	
7.	Ilość ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii w systemie ciepłowniczym [GJ]	
8.	Udział ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii w sumie końcowego zużycia energii cieplnej brutto w systemie ciepłowniczym [%]	
9.	Ilość ciepła odpadowego w systemie ciepłowniczym [GJ]	

10.	Udział ciepła odpadowego w sumie końcowego zużycia energii cieplnej brutto w systemie ciepłowniczym [%]	

---------- ----------

Data i miejsce sporządzenia sprawozdania podpis osoby upoważnionej

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia stanowi wykonanie delegacji zawartej w art. 7b ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”. Zgodnie z przepisami ustawy, minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki określa, w drodze rozporządzenia, wzór sprawozdania, o którym mowa w art. 7b ust. 5 pkt 1 ustawy, kierując się koniecznością ujednolicenia formy i sposobu jego przekazywania.

Przepis umożliwi przekazywanie przez wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne obowiązane do złożenia tego sprawozdania danych, o których mowa w art. 7b ust. 5 ustawy w sposób uporządkowany i jednolity, jak również ułatwi tym podmiotom realizację obowiązku .

Proponuje się, aby projektowane rozporządzenie weszło w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Projektowane przepisy zostały przeanalizowane pod kątem wpływu na mikro, małe i średnie przedsiębiorstwa. Regulacje zawarte w projekcie rozporządzenia nie będą miały wpływu na ich funkcjonowanie.

Projekt rozporządzenia z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny, zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248). Zgodnie z przepisem art. 7b ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne, projekt przedmiotowego rozporządzenia zostanie przekazany Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, w celu zasięgnięcia opinii.

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597).

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, zgodnie z § 27 ust. 4 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2022 r. poz. 348).

Projekt rozporządzenia jest zgodny z przepisami Unii Europejskiej.

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wzoru sprawozdania z realizacji wymogu osiągnięcia efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** Pani Anna Moskwa – Minister Klimatu i Środowiska **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu** Paweł Bogusławski – Główny Specjalista tel. 691 985 561 mail: pawel.boguslawski@klimat.gov.pl	**Data sporządzenia** 10.06.2022 r. **Źródło** Upoważnienie ustawowe art. 7b ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.) **Nr w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska** …….

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Konieczność wydania projektowanego rozporządzenia wynika z delegacji zawartej w art. 7b ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, dalej „ustawa", która dotyczy sprawozdawczości przedsiębiorstwa energetycznego posiadającego koncesję na przesyłanie lub dystrybucję ciepła w danej sieci ciepłowniczej. Dane przekazywane w sprawozdaniu, o którym mowa w art. 7b ust. 5 pkt 1 ustawy, dotyczą kilku aspektów działalności dystrybucyjnej, a także danych dotyczących końcowego zużycia energii cieplnej brutto, energii z odnawialnych źródeł energii, ciepła odpadowego i ciepła pochodzącego z kogeneracji, które dystrybutor sieci ciepłowniczej pozyskiwać będzie na podstawie art. 7b ust. 6 od przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej. Dane niezbędne do sprawozdania będą także przekazywane przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła, których sieć ciepłownicza przyłączona jest do innej sieci ciepłowniczej, w odniesieniu do ciepła przesyłanego z sieci tego przedsiębiorstwa do innej sieci.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Projektowany wzór sprawozdania stanowi czytelne narzędzie do realizacji obowiązku sprawozdawczego nałożonego przepisami ustawy. W związku z tym będzie on pomocny zarówno dla podmiotów obowiązanych do składania sprawozdań, jak i dla organów otrzymujących sprawozdania, gdyż zawarte w nich dane będą otrzymywane w ujednoliconej formie. Ze względu na upoważnienie do wydania rozporządzenia, nie jest możliwe osiągnięcie celu w postaci określenia wzoru sprawozdania za pomocą innych środków niż działania legislacyjne polegające na wydaniu rozporządzenia.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie dotyczy. Brak znanych przypadków podobnych rozwiązań.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Przedsiębiorstwa koncesjonowane prowadzące działalność gospodarczą w zakresie	387	Raport „Energetyka Cieplna w liczbach –	Ujednolicenie wszystkich sprawozdań składanych ministrowi właściwemu ds. energii oraz Prezesowi URE ułatwi

przesyłania lub dystrybucji ciepła oraz wytwarzania ciepła		2020”[1]. Urząd Regulacji Energetyki	przedsiębiorstwom energetycznym zarówno przygotowanie pierwszego sprawozdania jak i jego kolejne edycje.
Minister Klimatu i Środowiska	1	Projekt rozporządzenia	Gromadzenie i przetwarzanie danych pozyskanych w sprawozdaniach od przedsiębiorstw energetycznych.
Prezes Urzędu Regulacji Energetyki	1	Projekt rozporządzenia	Gromadzenie i przetwarzanie danych pozyskanych w sprawozdaniach od przedsiębiorstw energetycznych.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (Dz. U. z 2022 r., poz. 348), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt rozporządzenia zostanie przekazany do konsultacji publicznych do następujących podmiotów:

1) Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie;
2) Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych;
3) Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
4) Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu;
5) Izby Gospodarczej Gazownictwa;
6) Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie;
7) Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej;
8) Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska;
9) Izby Gospodarczej Metali Nieżelaznych i Recyklingu;
10) Krajowej Izby Gospodarczej;
11) Związku Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania następującym podmiotom:

1) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej;
2) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
3) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych ani praw i interesów związków pracodawców, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe ani przez reprezentatywne organizacje pracodawców.

Projekt nie podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez RDS.

[1] https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyka-cieplna-w-l/10096,2020.html

Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z opiniowania i konsultacji publicznych udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z …… r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	*Łącznie (0-10)*
Dochody ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wydatki ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Saldo ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Źródła finansowania	Rozporządzenie nie ma wpływu na dochody i wydatki budżetu państwa.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Projektowana regulacja nie pociąga za sobą obciążeń budżetu państwa oraz budżetów jednostek samorządu terytorialnego wobec czego nie wskazuje się źródeł finansowania.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	*Łącznie (0-10)*
W ujęciu pieniężnym (w tys. zł, ceny stałe z … r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0

W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Umożliwienie wykonania obowiązku sprawozdawczego w sposób jednolity przez wszystkie zobowiązane przedsiębiorstwa energetyczne.
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Umożliwienie wykonania obowiązku sprawozdawczego w sposób jednolity przez wszystkie zobowiązane przedsiębiorstwa energetyczne.
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Zmiana pośrednio zapewni dostęp do informacji, w szczególności o informacji dotyczącej spełnienia kryterium efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, co w przypadkach szczególnych będzie miało wpływ na możliwość odstąpienia od umowy sprzedaży ciepła.
		Brak
Niemierzalne		Brak
		Brak
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		Projektowana regulacja nie będzie miała wpływu na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym na funkcjonowanie przedsiębiorstw.

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☒ nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☐ nie dotyczy
☐ zmniejszenie liczby dokumentów ☐ zmniejszenie liczby procedur ☐ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☐ tak ☐ nie ☐ nie dotyczy

9. Wpływ na rynek pracy

Rozporządzenie nie zawiera przepisów, które w bezpośredni sposób wpływałyby na rynek pracy.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☐ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☐ inne:	☐ informatyzacja ☐ zdrowie
Omówienie wpływu	Projekt rozporządzenia przyczyni się do umożliwienia terminowego i rzetelnego złożenia przez przedsiębiorstwa energetyczne sprawozdania, o którym mowa w art. 7b ust. 5 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.	

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od ogłoszenia.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?
Ewaluacja efektów projektu prowadzona będzie na bieżąco.
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)
Brak

Minister do Spraw
Unii Europejskiej

DPUE.920.327.2022.MR(26)
Warszawa, 18 kwietnia 2023 r.
Dot.: RM-0610-45-23 z 14.04.2023 r.

Pan Łukasz Schreiber
Sekretarz Rady Ministrów

Opinia
o zgodności z prawem Unii Europejskiej *projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw,* wyrażona przez ministra właściwego do spraw członkostwa Rzeczypospolitej Polskiej w Unii Europejskiej

Szanowny Panie Ministrze,

w związku z przedłożonym projektem ustawy pozwalam sobie wyrazić poniższą opinię.

Projekt ustawy jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Z wyrazami szacunku

z upoważnienia Ministra do Spraw Unii Europejskiej

Karolina Rudzińska
Podsekretarz Stanu
w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów
/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/

Do wiadomości:

Pani Anna Moskwa
Minister Klimatu i Środowiska

Telefon: +48 22 694 7540
adres email: SMUE@kprm.gov.pl
www.gov.pl/web/premier

Kancelaria Prezesa Rady Ministrów
Al. Ujazdowskie 1/3
00-583 Warszawa

KASA KRAJOWA

L.Dz. ZA1/DL/000450/2023

Sopot, dnia 23 maja 2023 r.

SEKRETARIAT MARSZAŁKA SEJMU WPŁYNĘŁO 23. 05. 2023 KH.020.1216(2)2023

Pani
Elżbieta Witek
Marszałek Sejmu
Rzeczypospolitej Polskiej

dotyczy: rządowego projektu ustawy o zmianie ustawy *o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw*

Szanowna Pani Marszałek,

w związku ze skierowaniem do Sejmu rządowego projektu ustawy *o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw*, Kasa Krajowa pragnie przedstawić następujące stanowisko.

Zgodnie z uzasadnieniem Projektodawcy, projekt ustawy obejmuje w szczególności propozycje przepisów implementujących do polskiego porządku prawnego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. *w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych* (Dz.U. UE L 328 z 21.12.2018 r., str. 82—209), zwaną dalej „RED II". W projekcie proponuje się wprowadzenie zmian m.in. w następujących obszarach: biometan, klastry energii, transpozycja RED II we wskazanych obszarach, modernizacja instalacji odnawialnych źródeł energii, wsparcie operacyjne dla instalacji OZE, którym upływa 15-letni system wsparcia, hybrydowe instalacje OZE, morska energetyka wiatrowa (przepisy uzupełniające).

Projekt w art. 1 pkt 6 przewiduje dodanie w art. 4c ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. *o odnawialnych źródłach energii* (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378, 1383, 2370 i 2687; dalej: ustawa) nowych regulacji, odnoszących się do depozytu prosumenckiego, a w art. 1 pkt 91 lit. f dokonuje zmiany brzmienia art. 93 ust. 9 ustawy, który to przepis reguluje kwestie związane z dokonaniem wypłat przez operatora rozliczeń energii odnawialnej m.in. na rzecz wytwórców energii elektrycznej i wytwórców biometanu.

Proponowane postanowienia art. 4c ust. 11 i ust. 12 ustawy *o odnawialnych źródłach energii* przewidują, że:

- *„Na wniosek prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji przyłączonej za układem pomiarowo-rozliczeniowym części wspólnej budynku wielolokalowego o przeważającej funkcji mieszkalnej o mocy nie większej niż moc przyłączeniowa tego całego budynku, w tym jego części wspólnej i części składającej się z indywidualnych lokali, i umiejscowionej na tym budynku, kwota środków stanowiąca depozyt prosumencki jest przekazywana na wskazany rachunek bankowy [podkr. wł. KSKOK] na koniec*

Krajowa Spółdzielcza Kasa Oszczędnościowo-Kredytowa
tel. (58) 550 96 00
kskok@skok.pl
ul. Władysława IV 22, 81-743 Sopot

WYDZIAŁ OBSŁUGI PREZYDIUM SEJMU
L.dz. BBS-WP.020.104.5.2023
Data wpływu 23. 05. 230.

danego okresu rozliczeniowego. Przepisów ust. 2 oraz art. 4 ust. 5 i ust. 11 pkt 2 nie stosuje się." **(ust. 11)**;

- *„Wniosek, o którym mowa w ust. 11, zawiera oznaczenie prosumenta energii odnawialnej, jego siedziby lub adresu i inne dane teleadresowe, numer indentyfikacyjny punktu poboru energii, a także numer rachunku bankowego [podkr. wł. KSKOK]."* **(ust. 12)**.

Natomiast art. 93 ust. 9 ustawy *o odnawialnych źródłach energii* ma otrzymać następujące brzmienie:

„Operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, po weryfikacji wniosku dokonanej na podstawie sprawozdania przekazanego przez:

1) *sprzedawcę zobowiązanego lub*
2) *wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, który korzysta z możliwości sprzedaży wytwarzanej energii do wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a, lub*
3) *wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, lub*
4) *wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70a ust. 2, art. 70b ust. 9 pkt 2, art. 70g lub art. 83b ust. 1, lub*
5) *wytwórcę biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1*

– w terminie 30 dni od dnia otrzymania wniosku wypłaca temu sprzedawcy zobowiązanemu lub wytwórcy, na wskazany przez niego we wniosku rachunek bankowy [podkr. wł. KSKOK], kwotę przeznaczoną na pokrycie ujemnego salda zgodnie z ust. 1 pkt 4 lub ust. 2 pkt 3.".

Przez prosumenta energii odnawialnej, w rozumieniu art. 2 pkt 27a ustawy *o odnawialnych źródłach energii* należy, rozumieć *odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz.U. z 2022 r. poz. 459 i 830).* Prosument energii odnawialnej będący osobą fizyczną, także prowadzący działalność gospodarczą, może być członkiem spółdzielczej kasy oszczędnościowo-kredytowej i posiadać w niej rachunek.

Członkiem spółdzielczej kasy oszczędnościowo-kredytowej może być również wytwórca energii elektrycznej. Przez wytwórcę, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy *o odnawialnych źródłach energii,* należy rozumieć *podmiot, który ma siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) - strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, wytwarzający energię elektryczną lub ciepło z odnawialnych źródeł energii lub wytwarzający biogaz rolniczy w instalacjach odnawialnego źródła energii znajdujących się*

na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub w wyłącznej strefie ekonomicznej. Podmiotem takim może być np. osoba fizyczna prowadząca działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji, o której mowa w art. 7 ust. 1 ustawy *o odnawialnych źródłach energii*, będącą działalnością regulowaną w rozumieniu ustawy - *Prawo przedsiębiorców* i wymagającą wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji.

Projekt przewiduje, że działalność gospodarcza w zakresie biometanu lub biogazu, polegająca na wytwarzaniu biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub na wytwarzaniu biometanu z biogazu, jest działalnością regulowaną w rozumieniu ustawy – *Prawo przedsiębiorców* i wymaga wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu (art. 1 pkt 7). Działalność taką będzie mogła prowadzić osoba fizyczna, a zatem podmiot, który może być członkiem spółdzielczej kasy oszczędnościowo-kredytowej i posiadać w niej rachunek.

Przywołane postanowienia projektu pomijają rachunek w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej, a zatem nie uwzględniają sytuacji, w których prosument energii elektrycznej oraz podmioty wskazane w ust. 9 w art. 93 ustawy *o odnawialnych źródłach energii,* są lub mogą być członkami spółdzielczej kasy oszczędnościowo-kredytowej.

Wobec powyższego, celem zachowania spójności systemu prawnego oraz równego traktowania podmiotów prawa znajdujących się w takiej samej sytuacji, wskazane jest, w ocenie Kasy Krajowej, uwzględnienie w projektowanych art. 1 pkt 6 oraz pkt 91 lit. f, obok rachunku bankowego, również rachunku w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej.

W związku z powyższym Kasa Krajowa zwraca się z prośbą o uwzględnienie w projekcie ustawy następujących propozycji legislacyjnych:

W art. 1:

1) w pkt 6, nowelizującym art. 4c ustawy, dodawany ust. 11 i ust. 12 otrzymują następujące brzmienie:

   „11. Na wniosek prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji przyłączonej za układem pomiarowo-rozliczeniowym części wspólnej budynku wielolokalowego o przeważającej funkcji mieszkalnej o mocy nie większej niż moc przyłączeniowa tego całego budynku, w tym jego części wspólnej i części składającej się z indywidualnych lokali, i umiejscowionej na tym budynku, kwota środków stanowiąca depozyt prosumencki jest przekazywana na wskazany rachunek bankowy ***lub rachunek w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej*** *na koniec danego okresu rozliczeniowego. Przepisów ust. 2 oraz art. 4 ust. 5 i ust. 11 pkt 2 nie stosuje się.*

   12. Wniosek, o którym mowa w ust. 11, zawiera oznaczenie prosumenta energii odnawialnej, jego siedziby lub adresu i inne dane teleadresowe, numer indentyfikacyjny punktu poboru energii, a także numer rachunku bankowego ***lub rachunku w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej****";*

2) w pkt 91, nowelizującym 93 ustawy, zmieniany lit. f ust. 9 otrzymuje brzmienie:

Krajowa Spółdzielcza Kasa Oszczędnościowo-Kredytowa
tel. (58) 550 96 00
kskok@skok.pl
ul. Władysława IV 22, 81-743 Sopot

„9. Operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, po weryfikacji wniosku dokonanej na podstawie sprawozdania przekazanego przez:

1) *sprzedawcę zobowiązanego lub*
2) *wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, który korzysta z możliwości sprzedaży wytwarzanej energii do wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a, lub*
3) *wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, lub*
4) *wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70a ust. 2, art. 70b ust. 9 pkt 2, art. 70g lub art. 83b ust. 1, lub*
5) *wytwórcę biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1*

– w terminie 30 dni od dnia otrzymania wniosku wypłaca temu sprzedawcy zobowiązanemu lub wytwórcy, na wskazany przez niego we wniosku rachunek bankowy ***lub rachunek w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej****, kwotę przeznaczoną na pokrycie ujemnego salda zgodnie z ust. 1 pkt 4 lub ust. 2 pkt 3.".".*

Deklarując gotowość współpracy w odniesieniu do przedłożonych propozycji pragnę wyrazić nadzieję, że zostaną one pozytywnie rozpatrzone.

Z poważaniem

Rafał Matusiak
PREZES

Krajowa Spółdzielcza Kasa Oszczędnościowo-Kredytowa
tel. (58) 550 96 00
kskok@skok.pl
ul. Władysława IV 22, 81-743 Sopot