SEJM
RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
X kadencja
Prezes Rady Ministrów
RM-0610-101-26

Druk nr 2821

Warszawa, 15 lipca 2026 r.

Pan
Włodzimierz Czarzasty
Marszałek Sejmu
Rzeczypospolitej Polskiej

Szanowny Panie Marszałku,

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.

Jednocześnie, ze względu na powiązanie przepisów projektu z Centralnym Systemem Informacji Rynku Energii, którego pełny zakres działania rozpoczyna się 19 października 2026 r., przedstawiam wniosek o skrócenie postępowania z projektem ustawy.

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

Z poważaniem

Donald Tusk

/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)]

Art. 1. W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2026 r. poz. 68, 516, 900 i 912) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 2:
   a) w pkt 2 w części wspólnej wyrazy „poddania recyklingowi lub innemu odzyskowi" zastępuje się wyrazem „odzysku",
   b) pkt 3 otrzymuje brzmienie:
      „3) biomasa – ulegającą biodegradacji i pochodzenia biologicznego część:
         a) produktów, odpadów lub pozostałości – pochodzącą z działów przemysłu powiązanych z rolnictwem, rybołówstwem, akwakulturą lub leśnictwem,
         b) produktów lub odpadów – pochodzącą z rolnictwa, rybołówstwa, akwakultury lub leśnictwa,
         c) pozostałości z rolnictwa, rybołówstwa, akwakultury lub leśnictwa w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 11b ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych,
         d) odpadów lub pozostałości, w tym odpadów komunalnych, odpadów lub pozostałości przemysłowych oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków,
         e) produktów lub substancji powstałych w wyniku odzysku odpadów
      – w tym substancje roślinne lub zwierzęce;",
   c) pkt 6 otrzymuje brzmienie:

[1)] Niniejszą ustawą zmienia się ustawy: ustawę z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych, ustawę z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, ustawę z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, ustawę z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, ustawę z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, ustawę z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych, ustawę z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, ustawę z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, ustawę z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw oraz ustawę z dnia 21 maja 2025 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii i innych ustaw.

„6) 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 zużytych w tej instalacji do wytworzenia energii elektrycznej, ciepła lub chłodu 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, biogazu rolniczego lub biometanu 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;”,

d) w pkt 13 część wspólna otrzymuje brzmienie:

„– a także połączone z tym zespołem magazyn energii w rozumieniu art. 3 pkt 10ka ustawy – Prawo energetyczne lub instalacja magazynowa w rozumieniu art. 3 pkt 10a ustawy – Prawo energetyczne wykorzystywana do magazynowania biogazu, biogazu rolniczego, biometanu lub instalacja magazynowa wodoru w rozumieniu art. 3 pkt 87 ustawy – Prawo energetyczne;”,

e) pkt 14 i 15 otrzymują brzmienie:

„14) instalacja termicznego przekształcania odpadów – instalację odnawialnego źródła energii będącą spalarnią odpadów lub współspalarnią odpadów w rozumieniu ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (Dz. U. z 2023 r. poz. 1587, z późn. zm.[2)]), w której część wytwarzanej energii elektrycznej, ciepła lub chłodu pochodzi z ulegającej biodegradacji i pochodzenia biologicznego części odpadów, w tym odpadów komunalnych lub odpadów przemysłowych oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków;

15) instalacja spalania wielopaliwowego – instalację odnawialnego źródła energii, w której energia elektryczna, ciepło lub chłód są wytwarzane z biomasy,

---

2) Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2023 r. poz. 1597, 1688, 1852 i 2029, z 2024 r. poz. 1834, 1911 i 1914, z 2025 r. poz. 1812 oraz z 2026 r. poz. 174, 815 i 875.

biopłynów, biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, spalanych wspólnie z innymi paliwami;”;

2) w art. 2a w pkt 3 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 4 w brzmieniu:

„4) biomasie, należy przez to rozumieć również przetworzoną biomasę, w szczególności w postaci brykietu, peletu, toryfikatu i biowęgla.”;

3) w art. 4:

a) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, udostępnia prosumentowi energii odnawialnej, prosumentowi zbiorowemu energii odnawialnej lub prosumentowi wirtualnemu energii odnawialnej, w przejrzystej i zrozumiałej formie, szczegółowe informacje dotyczące:

1) rozliczenia, o którym mowa w ust. 3, w tym dane pomiarowe obejmujące zestawienie ilości energii elektrycznej, wyrażonej w kWh, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i pobranej z tej sieci, po sumarycznym zbilansowaniu, z podziałem na miesiące bieżącego okresu rozliczeniowego;

2) rozliczenia, o którym mowa w ust. 1a pkt 2, w tym:

a) dane pomiarowe obejmujące zestawienie ilości energii elektrycznej, wyrażonej w kWh, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i pobranej z tej sieci, po sumarycznym zbilansowaniu, z podziałem na miesiące bieżącego okresu rozliczeniowego,

b) zestawienie miesięczne sumy ilości energii elektrycznej, wyrażonej w kWh, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, z uwzględnieniem rynkowej miesięcznej ceny energii elektrycznej oraz wartości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, lub zestawienie miesięczne sumy ilości energii elektrycznej, wyrażonej w kWh, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wraz z obliczoną wartością tej energii bez wskazania rynkowej ceny energii elektrycznej, przy czym, w przypadku gdy szczegółowe informacje są udostępniane wyłącznie w formie elektronicznej, sprzedawca jest obowiązany do wskazania w tym zestawieniu rynkowej ceny energii elektrycznej z każdej godziny,

c) rozliczenie wartości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i pobranej z tej sieci, z podziałem na miesiące bieżącego okresu rozliczeniowego, ustalonej w sposób określony w ust. 3a,

d) wskazanie kwoty rozliczonego depozytu prosumenckiego, o którym mowa w art. 4c ust. 1, na koniec każdego miesiąca w przyjętym okresie rozliczeniowym,

e) wyszczególnienie kwoty środków w depozycie prosumenckim, o którym mowa w art. 4c ust. 1, z wcześniejszych okresów rozliczeniowych, z terminami ich odbioru, pozostałych do rozliczenia,

f) adres strony internetowej operatora systemu przesyłowego z informacją o rynkowej miesięcznej cenie energii elektrycznej lub rynkowej cenie energii elektrycznej.”,

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

„13b. W przypadku zmiany przez prosumenta energii odnawialnej, prosumenta zbiorowego energii odnawialnej lub prosumenta wirtualnego energii odnawialnej sprzedawcy dla punktu poboru energii objętego rozliczeniem, o którym mowa w ust. 1a pkt 2, dotychczasowy sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, prowadzący z tym prosumentem rozliczenia, o których mowa w tym przepisie, zwraca prosumentowi energii odnawialnej, prosumentowi zbiorowemu energii odnawialnej lub prosumentowi wirtualnemu energii odnawialnej niewykorzystane środki stanowiące nadpłatę, o której mowa w ust. 11 pkt 2, w wysokości, o której mowa w ust. 11a, na dzień zmiany sprzedawcy, niepóźniej niż do końca kolejnego miesiąca następującego po miesiącu, w którym doszło do zmiany sprzedawcy.”;

4) w art. 9 w ust. 1a pkt 3 otrzymuje brzmienie:

„3) wykorzystywać do wytwarzania:

a) biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu wyłącznie biomasę,

b) biogazu rolniczego wykorzystywanego do wytwarzania biometanu w mieszaninie z biogazem wyłącznie substraty wymienione w art. 2 pkt 2,

c) biometanu wyłącznie biogaz lub mieszaninę biogazu i biogazu rolniczego;”;

5) w art. 12 w ust. 2 kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się wyrazy „w przypadku uczestnictwa danego wytwórcy energii w systemach wsparcia, o których mowa w rozdziałach 4 i 4a.”;

6) w art. 19 dodaje się ust. 3–7 w brzmieniu:

„3. Sprzedawca zobowiązany, o którym mowa w art. 40 ust. 1, na wniosek operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie 7 dni od dnia otrzymania tego wniosku udziela temu operatorowi informacji o numerze identyfikacyjnym, o którym mowa w art. 12 ust. 1 ustawy z dnia 18 grudnia 2003 r. o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności (Dz. U. z 2026 r. poz. 610), wytwórcy energii elektrycznej z biogazu rolniczego, o którym mowa w ust. 1, w celu weryfikacji, czy wytwórca ten jest wpisany do ewidencji producentów, o której mowa w ust. 1.

4. Operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, może złożyć do Prezesa Agencji Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa wniosek o udzielenie informacji, czy wytwórca energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji będący osobą fizyczną jest wpisany do ewidencji producentów, o której mowa w ust. 1.

5. Wniosek, o którym mowa w ust. 4, zawiera imię i nazwisko wytwórcy energii elektrycznej z biogazu rolniczego, o którym mowa w ust. 1, oraz jego numer identyfikacyjny, o którym mowa w art. 12 ust. 1 ustawy z dnia 18 grudnia 2003 r. o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności.

6. Prezes Agencji Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa udziela informacji, o której mowa w ust. 4, w terminie 7 dni od dnia otrzymania wniosku, o którym mowa w ust. 4.

7. Za udzielenie informacji, o której mowa w ust. 4, Prezes Agencji Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa nie pobiera opłat.”;

7) w art. 38c w ust. 5a wyrazy „spółdzielni energetycznej” zastępuje się wyrazami „spółdzielni w rozumieniu art. 1 § 1 ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze albo spółdzielni rolników w rozumieniu art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników”;

8) w art. 38da w ust. 2:

a) wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, na wniosek spółdzielni energetycznej lub spółdzielni, o której mowa w art. 38c ust. 5a, zamierzającej wystąpić z wnioskiem o umieszczenie jej danych w wykazie, o którym mowa odpowiednio w art. 38f ust. 3 albo 4, niepóźniej niż w terminie 90 dni od dnia złożenia tego wniosku:”,

b) w pkt 1 w lit. a i b po wyrazach „przez spółdzielnię energetyczną” dodaje się wyrazy „lub spółdzielnię, o której mowa w art. 38c ust. 5a,”,

c) w pkt 2 we wprowadzeniu do wyliczenia skreśla się wyrazy „ze spółdzielnią energetyczną”;

9) w art. 38e w ust. 2 wyrazy „400 kW” zastępuje się wyrazami „200 kW”;

10) w art. 38g:

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

„1a. Wniosek o zamieszczenie w odpowiednim wykazie spółdzielni energetycznych składa się po otrzymaniu od sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, oferty zawarcia nowej albo zmiany dotychczasowej umowy, o której mowa w art. 38da ust. 2 pkt 1, albo po upływie 90 dni od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w art. 38da ust. 2.”,

b) w ust. 3 w pkt 1 w treści oświadczenia w pkt 3 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 4 w brzmieniu:

„4) spółdzielnia otrzymała ofertę zawarcia nowej albo zmiany dotychczasowej umowy, o której mowa w art. 38da ust. 2 pkt 1, albo od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w art. 38da ust. 2, upłynęło 90 dni.”;

11) w art. 38j dodaje się ust. 3 i 4 w brzmieniu:

„3. Informację o wydaniu zaświadczenia, o którym mowa w:

1) ust. 1 – Dyrektor Generalny KOWR,

2) ust. 1a – Prezes URE

– przekazuje właściwemu dla danej spółdzielni energetycznej sprzedawcy energii w terminie 7 dni od dnia jego wydania.

4. Informacja, o której mowa w ust. 3, zawiera dane, o których mowa w art. 38g ust. 2.”;

12) w art. 38m uchyla się pkt 2;

13) w art. 38o dotychczasową treść oznacza się jako ust. 1 i dodaje się ust. 2 w brzmieniu:

„2. W zakresie nieuregulowanym w ustawie do:

1) zakładania i rejestracji spółdzielni energetycznej, przystępowania do niej członków i włączania do niej punktów poboru energii,

2) sumarycznego bilansowania energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej przez spółdzielnię energetyczną lub jej wszystkich członków,

3) rozliczania energii elektrycznej między sprzedawcą, spółdzielnią energetyczną lub jej poszczególnymi członkami,
4) zakupu energii elektrycznej dla punktów poboru energii, włączonych do spółdzielni energetycznej:
   a) od sprzedawcy, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, jej dystrybucji i dostarczania w celu pokrycia niedoborów tej energii, pozostałych po przeprowadzeniu bilansowania i rozliczenia,
   b) od spółdzielni energetycznej oraz jej poszczególnych członków,
5) bilansowania lub rozliczania biogazu, biogazu rolniczego, biometanu lub ciepła, między spółdzielnią energetyczną lub jej poszczególnymi członkami,
6) zakupu lub dostarczania biogazu, biogazu rolniczego, biometanu lub ciepła, od spółdzielni energetycznej lub jej poszczególnych członków

– stosuje się wyłącznie przepisy ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze, ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników, ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny lub ustawy – Prawo energetyczne.”;

14) w art. 39:
   a) po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:

      „1a. Do pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, zalicza się również pomoc inwestycyjną przeznaczoną na realizację inwestycji w zakresie obiektów budowlanych i urządzeń, stanowiących całość techniczno-użytkową służącą do wytwarzania biogazu albo biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 1, niezależnie od tego, kto otrzymał tę pomoc.”,

   b) ust. 7 otrzymuje brzmienie:

      „7. W przypadku gdy po dniu złożenia oświadczenia, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 9, zostanie udzielona pomoc inwestycyjna, o której mowa w ust. 1, lub wzrośnie wartość tej pomocy, wytwórca, o którym mowa w art. 72 ust. 1, jest obowiązany do przekazania Prezesowi URE, najpóźniej w dziesiątym dniu miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło udzielenie takiej pomocy, oświadczenia zawierającego jej wartość przeliczoną zgodnie z ust. 3, datę jej udzielenia, wskazanie podmiotu udzielającego pomocy oraz cenę skorygowaną obliczoną zgodnie z ust. 7a.”,

   c) po ust. 7 dodaje się ust. 7a w brzmieniu:

„7a. Cenę skorygowaną, o której mowa w ust. 7, oblicza się według następującego wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C_{sn} – nową cenę skorygowaną energii elektrycznej, wyrażoną w zł/MWh, która staje się ceną skorygowaną (C_s) obowiązującą od miesiąca następującego po miesiącu złożenia oświadczenia, o którym mowa w ust. 7, lub od miesiąca następującego po miesiącu, w którym wytwórca był obowiązany do złożenia tego oświadczenia, stanowiącą cenę zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 92 ust. 1, lub podstawę wypłaty ujemnego salda zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3,

C_s – cenę skorygowaną energii elektrycznej, wyrażoną w zł/MWh, z uwzględnieniem art. 92 ust. 10, obowiązującą do końca miesiąca, w którym złożono oświadczenie, o którym mowa w ust. 7, lub do końca miesiąca, w którym wytwórca był obowiązany do złożenia tego oświadczenia, stanowiącą cenę zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 92 ust. 1, lub podstawę wypłaty ujemnego salda zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3,

PI – wartość 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. 79 ust. 3 pkt 9, przeliczone zgodnie z ust. 3,

I_p – ilość energii elektrycznej, wyrażonej w MWh, o której mowa w art. 79 ust. 3 pkt 3, pomniejszoną o ilość energii elektrycznej sprzedanej w ramach systemu aukcyjnego do końca miesiąca poprzedzającego miesiąc, w którym udzielono pomocy PI, stanowiącą cenę zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 92 ust. 1, lub podstawę wypłaty ujemnego salda zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3.”,

d) w ust. 10 wyrazy „o której mowa w ust. 5 i 7” zastępuje się wyrazami „o której mowa w ust. 5, 7, 7a i 11”,

e) dodaje się ust. 11 i 12 w brzmieniu:

„11. W przypadku gdy po dniu złożenia oferty, która wygrała aukcję, informacje lub oświadczenie, o których mowa w art. 83 ust. 1 pkt 5, stały się nieaktualne albo zostały złożone zgodnie z art. 83 ust. 1b, wytwórca, o którym mowa w art. 72 ust. 1, najpóźniej w dziesiątym dniu miesiąca następującego po upływie miesiąca, w którym nastąpiła zmiana powodująca konieczność zaktualizowania tych informacji lub tego oświadczenia, albo złożenia tych informacji lub oświadczenia zgodnie z art. 83 ust. 1b, przekazuje nowe informacje zgodnie z art. 83 ust. 1b, albo zaktualizowane informacje lub oświadczenie, o których mowa w art. 83 ust. 1 pkt 5, oraz oświadczenie wytwórcy zawierające wartość pomocy, o której mowa w ust. 1, przeliczoną zgodnie z ust. 3, datę jej udzielenia, wskazanie podmiotu udzielającego pomocy inwestycyjnej oraz cenę skorygowaną obliczoną według następującego wzoru:

$$C_s = C_o - \frac{PI_c}{I}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C_s – cenę skorygowaną energii elektrycznej, wyrażoną w zł/MWh, z uwzględnieniem art. 92 ust. 10, obowiązującą od miesiąca następującego po miesiącu złożenia nowych informacji lub nowego oświadczenia, o których mowa w art. 83 ust. 1b, albo zaktualizowanych informacji lub zaktualizowanego oświadczenia, o których mowa w art. 83 ust. 1 pkt 5, lub od miesiąca następującego po miesiącu, w którym wytwórca był obowiązany do złożenia tego oświadczenia, stanowiącą podstawę obowiązku zakupu energii elektrycznej, o którym mowa w art. 92 ust. 1, lub podstawę wypłaty ujemnego salda zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3,

C_o – cenę, o której mowa w art. 79 ust. 3 pkt 3, wynikającą z oferty, wyrażoną w zł/MWh,

I – ilość energii elektrycznej, o której mowa w art. 79 ust. 3 pkt 3, wyrażoną w MWh, wynikającą z oferty,

PI_c – sumę wartości pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, wyrażoną w złotych, obliczoną na dzień złożenia oferty, według następującego wzoru:

$$PI_c = \sum_{i=u}^{j}[PI_i * \prod_{m=i}^{j}(1 + r_m)] + \sum_{k=j}^{s}[PI_k * \prod_{n=j}^{k}\frac{1}{(1 + r_n)}]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

j – rok kalendarzowy, w którym wytwórca złożył ofertę,

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

u – rok kalendarzowy, w którym po raz pierwszy udzielono pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, oznaczonej symbolem PI_i,

PI_i – wartość w roku „i” pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, udzielonej od dnia 1 października 2005 r. do dnia złożenia oferty, wyrażoną w złotych, udzieloną w danym roku „i”,

m – kolejne lata między rokiem otrzymania danej pomocy „i” a rokiem „j”,

r_m – stopę referencyjną wyrażoną w ułamku dziesiętnym, będącą spadkiem lub wzrostem średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w roku „m” określonego w komunikacie Prezesa GUS, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, przy czym wartość r_m dla roku kalendarzowego „j” wynosi 0,

s – rok kalendarzowy, w którym została udzielona ostatnia uwzględniona pomoc, o której mowa w ust. 1,

k – kolejne lata kalendarzowe liczone od roku kalendarzowego „j” do roku kalendarzowego „s”,

PI_k – wartość w roku „k” pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, udzielonej po dniu złożenia oferty, wyrażoną w złotych, udzieloną w danym roku „k”,

n – kolejne lata między rokiem „j” a rokiem otrzymania danej pomocy „k”,

r_n – stopę referencyjną wyrażoną w ułamku dziesiętnym, będącą spadkiem lub wzrostem średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w roku „n” określonego w komunikacie Prezesa GUS, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, przy czym wartość r_n dla roku kalendarzowego „j” wynosi 0, a w przypadku gdy w dniu złożenia lub

upływu terminu złożenia, zgodnie z niniejszym przepisem, oświadczenia wytwórcy, w zakresie pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, stopa referencyjna w roku „n” nie została opublikowana, należy przyjąć spadek lub wzrost wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych z listopada roku „n – 1”, w ujęciu rok do roku.

12. W przypadku gdy po dniu złożenia, zgodnie z ust. 11, oświadczenia wytwórcy, w zakresie pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, zostanie udzielona nowa pomoc inwestycyjna, o której mowa w ust. 1, lub wzrośnie wartość pomocy wskazanej w oświadczeniu, stosuje się przepis ust. 7.”;

15) w art. 39a w ust. 7 w objaśnieniu symbolu C_{sn} po wyrazach „o którym mowa w zdaniu pierwszym,” dodaje się wyrazy „lub w którym wytwórca był obowiązany do złożenia tego oświadczenia,”;

16) w art. 40 po ust. 1 dodaje się ust. 1^1 w brzmieniu:

„1^1. W przypadku gdy umowa, o której mowa w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, stanowi podstawę realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej, o którym mowa w art. 41 ust. 1, art. 42 ust. 1, art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1, od wytwórcy energii elektrycznej z biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 19 ust. 1, umowa ta zawiera jego numer identyfikacyjny, o którym mowa w art. 12 ust. 1 ustawy z dnia 18 grudnia 2003 r. o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności.”;

17) w art. 60a w ust. 1 użyte dwukrotnie wyrazy „lub ciepła” zastępuje się wyrazami „ , ciepła lub chłodu”;

18) po art. 60a dodaje się art. 60aa w brzmieniu:

„Art. 60aa. Energia wytworzona w instalacji termicznego przekształcania odpadów w wyniku termicznego przekształcenia ulegającej biodegradacji i pochodzenia biologicznego części odpadów, w tym odpadów komunalnych lub odpadów przemysłowych oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, może zostać zakwalifikowana jako energia z odnawialnego źródła energii zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów.”;

19) art. 69a otrzymuje brzmienie:

„Art. 69a. 1. Energia elektryczna wytworzona w danej instalacji odnawialnego źródła energii może korzystać z:

1) systemu wsparcia świadectw pochodzenia albo
2) systemu wsparcia, o którym mowa w art. 70a–70f, albo
3) systemu wsparcia, o którym mowa w art. 70g–70j, albo
4) aukcyjnego systemu wsparcia, albo
5) systemu wsparcia w postaci aukcji na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1, albo
6) rozliczeń, o których mowa w art. 4 ust. 1 albo ust. 1a pkt 2, albo
7) rozliczenia, o którym mowa w art. 38c ust. 3.

2. Biometan wytworzony w danej instalacji odnawialnego źródła energii może korzystać z:

1) systemu wsparcia, o którym mowa w art. 83l–83s, albo
2) systemu wsparcia w postaci aukcji biometanu.”;

20) w art. 69b wyrazy „art. 69a pkt 3 i 4” zastępuje się wyrazami „art. 69a ust. 1 pkt 2 i 4”;

21) w art. 70b:

a) w ust. 3 w pkt 8 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 9 w brzmieniu:

„9) w przypadku wytwórcy energii elektrycznej z biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 19 ust. 1 – numer identyfikacyjny, o którym mowa w art. 12 ust. 1 ustawy z dnia 18 grudnia 2003 r. o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności.”,

b) w ust. 4 po pkt 1 dodaje się pkt 1a w brzmieniu:

„1a) w przypadku instalacji wykorzystującej wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej niewiększej niż 1 MW, planowanej do uruchomienia, która powstanie w miejsce instalacji wykorzystującej wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej niewiększej niż 1 MW, w której przeprowadzono roboty rozbiórkowe lub w której zostały zdemontowane wszystkie elementy i urządzenia niezbędne do wytwarzania energii elektrycznej:

a) dokumenty, o których mowa w pkt 1 lit. a, b, e i f,

b) oświadczenie, że urządzenia służące do wytwarzania energii elektrycznej, wchodzące w skład instalacji, o której mowa w art. 70a ust. 1 albo 2, zamontowane w tej instalacji, 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 montażu nowych elementów lub urządzeń niezbędnych do wytwarzania energii elektrycznej, a same urządzenia nie były wcześniej amortyzowane w rozumieniu przepisów o rachunkowości przez jakikolwiek podmiot,

c) zobowiązanie do wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii po zakończeniu jej budowy lub montażu nowych elementów lub urządzeń niezbędnych do wytwarzania energii elektrycznej, w terminie 36 miesięcy od dnia wydania zaświadczenia, o którym mowa w ust. 8,

d) protokół demontażu lub rozbiórki istniejącej uprzednio instalacji odnawialnego źródła energii,

e) dokument potwierdzający demontaż układu pomiarowo-rozliczeniowego, wystawiony przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo operatora systemu przesyłowego,

f) informację o wykreśleniu istniejącej uprzednio instalacji odnawialnego źródła energii z rejestru wytwórców energii w małej instalacji, o którym mowa w art. 8 ust. 1, lub kopię informacji o zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji przekazanej operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zgodnie z art. 5 ust. 2 pkt 2,

g) oświadczenie wytwórcy o likwidacji środka trwałego w postaci istniejącej uprzednio instalacji odnawialnego źródła energii potwierdzonej wykreśleniem tej instalacji z ewidencji środków trwałych przedsiębiorstwa tego 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 instalacja odnawialnego źródła energii, na miejsce której powstała instalacja planowana do uruchomienia i w

której była wytwarzana energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, została zlikwidowana i wykreślona z ewidencji środków trwałych zgodnie z przepisami o rachunkowości.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń;”,

c) w ust. 7 w pkt 1 wyrazy „60 dni” zastępuje się wyrazami „90 dni”,

d) po ust. 11 dodaje się ust. 11^1 i 11^2 w brzmieniu:

„11^1. Wytwórca energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 4 pkt 1a, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w ust. 8, przekazuje Prezesowi URE w terminie 60 dni od dnia zakończenia montażu lub budowy nowej instalacji odnawialnego źródła energii:

1) protokół montażu lub budowy nowej instalacji odnawialnego źródła energii potwierdzony przez osobę z uprawnieniami do kierowania robotami budowlanymi;

2) oświadczenie o zakończeniu montażu lub budowy nowej instalacji odnawialnego źródła 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 montaż lub budowa nowej instalacji odnawialnego źródła energii, w której będzie wytwarzana energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, zostały zakończone oraz że spełniają wymagania, o których mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1a lit. b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń;

3) 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 nowej 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, albo potwierdzenie uzyskane od organu nadzoru budowlanego, że zgłoszony

zakres prac budowlanych nie wymaga zawiadomienia o zakończeniu budowy, w zależności od tego, który z tych przypadków wyznaczył datę zakończenia montażu lub budowy nowej instalacji odnawialnego źródła energii.

11^2. Wytwórca energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 4 pkt 1a, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w ust. 8, przekazuje operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, oraz sprzedawcy zobowiązanemu, w terminie 60 dni od dnia zakończenia montażu lub budowy nowej instalacji odnawialnego źródła energii, informację o:

1) zakończeniu montażu lub budowy nowej instalacji odnawialnego źródła energii oraz o spełnianiu przez tę instalację wymagań, o których mowa w ust. 4 pkt 1a lit. b;

2) 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 nowej 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, albo potwierdzenie uzyskane od organu nadzoru budowlanego, że zgłoszony zakres prac budowlanych nie wymaga zawiadomienia o zakończeniu budowy, w zależności od tego, który z tych przypadków wyznaczył datę zakończenia montażu lub budowy nowej instalacji odnawialnego źródła energii.”,

e) ust. 11c otrzymuje brzmienie:

„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:

1) niższy 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;

2) wyższy 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 pkt 1, na:
   a) inny okres wsparcia, o którym mowa w art. 70f ust. 4 pkt 1 – prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, przysługuje w okresie, jaki wynika z uwzględnienia udziału poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii wskazanego w opinii, o której mowa w ust. 11b pkt 3,
   b) okres wsparcia, o którym mowa w art. 70f ust. 4 pkt 2 – prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, nie przysługuje.”;

22) w art. 70e w ust. 2a pkt 2 otrzymuje brzmienie:
„2) lit. b – stała cena zakupu jest obliczana jako iloczyn odpowiedniej ceny referencyjnej określonej zgodnie z art. 77 ust. 5, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1, oraz udziału, o którym mowa w art. 74 ust. 2d, i jest wyrażana w złotych za 1 MWh.”;

23) w art. 70j w ust. 1 wyrazy „90 %” zastępuje się wyrazami „100 %”;

24) w art. 71 w ust. 3:
   a) w treści oświadczenia wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „Oświadczam, że:”,
   b) po pkt 2 oświadczenia skreśla się wyrazy „ ; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń”;

25) w art. 73 w ust. 5a wyrazy „cel w zakresie odnawialnych źródeł energii” zastępuje się wyrazami „krajowy cel OZE, o którym mowa w art. 127a,”;

26) w art. 74:
   a) w ust. 2 w pkt 4 po wyrazach „odnawialnych źródeł energii” dodaje się wyrazy „ , z wyłączeniem instalacji, o której mowa w pkt 3 lit. e”,
   b) w ust. 2d we wzorze wyrazy „100 %” zastępuje się wyrazami „115 %”;

27) w art. 75 w ust. 4 w pkt 4:
   a) w treści oświadczenia wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „Oświadczam, że:”,

b) po pkt 2 oświadczenia skreśla się wyrazy „ ; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń”;

28) użyte w art. 76 w ust. 4 i 5 wyrazy „pkt 1, 2 i 5” zastępuje się wyrazami „pkt 1 i 2”;

29) w art. 78 dodaje się ust. 12 i 13 w brzmieniu:

„12. Wszelkie dane zgromadzone w internetowej platformie aukcyjnej, o której mowa w ust. 6, są przetwarzane wyłącznie na potrzeby ustawowych zadań realizowanych przez Prezesa URE, w szczególności organizowania i rozstrzygania aukcji, aukcji na wsparcie operacyjne, aukcji, o których mowa w art. 83t ust. 1, realizowania zadań w ramach pozostałych systemów wsparcia, o których mowa w art. 69a, oraz w celach statystycznych.

13. Administratorem danych osobowych gromadzonych w internetowej platformie aukcyjnej, o której mowa w ust. 6, jest Prezes URE.”;

30) w art. 79 w ust. 3:

a) po pkt 5c dodaje się pkt 5d w brzmieniu:

„5d) w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, w której energia elektryczna jest wytwarzana z biogazu albo biogazu rolniczego, informację wytwórcy, czy biogaz albo biogaz rolniczy, wykorzystywane do wytwarzania energii elektrycznej, będą wytwarzane w tej instalacji;”,

b) w pkt 9 w treści oświadczenia:

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

„1a) dochowany zostanie wymóg udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznej masie biomasy określony w art. 60a ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii albo przepisach wydanych na podstawie art. 60a ust. 3 tej ustawy obowiązujących na dzień składania oświadczenia – w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 60a ust. 2 tej ustawy;”,

– pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„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, w tym wartość pomocy, o której mowa w art. 39 ust. 1a, wynosi ... złotych, a 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;”;

31) w art. 83:

a) w ust. 1 w pkt 4 w lit. c kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 5 w brzmieniu:

„5) w przypadku gdy wytwarza energię elektryczną z biogazu albo biogazu rolniczego, wytwarzanych w instalacji odnawialnego źródła energii innej niż objęta ofertą, o której mowa w art. 79 ust. 1, w terminie 30 dni od dnia otrzymania informacji o wygraniu aukcji, o której mowa w art. 81 ust. 5:

a) następujące informacje o instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytworzenia biogazu albo biogazu rolniczego, wykorzystywanych przez wytwórcę do wytworzenia energii elektrycznej:

– imię, nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy biogazu albo biogazu rolniczego w tej instalacji odnawialnego źródła energii,

– lokalizację tej instalacji odnawialnego źródła energii oraz jej unikalny numer identyfikacyjny generowany przez internetową platformę aukcyjną, o której mowa w art. 78 ust. 6, lub numer koncesji albo numer wpisu do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, albo rejestru wytwórców biogazu, albo rejestru wytwórców biogazu rolniczego, o ile zostały nadane,

– w przypadku gdy na realizację inwestycji w zakresie tej instalacji odnawialnego źródła energii została udzielona pomoc publiczna – wartość udzielonej pomocy, datę jej udzielenia oraz nazwę podmiotu udzielającego,

b) oświadczenie wytwórcy wykorzystywanego biogazu albo biogazu rolniczego, złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, sporządzone niewcześniej niż 30 dni przed datą złożenia oferty, 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 wartość pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 39a ust. 1a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, wynosi …. złotych.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.”,

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

„1b. W przypadku gdy zmiana danych zawartych w informacji, o której mowa w art. 79 ust. 3 pkt 5d, polega na wskazaniu, że biogaz albo biogaz rolniczy, wykorzystywane do wytwarzania energii elektrycznej, nie będą wytwarzane w instalacji, która wygrała aukcję, wytwórca przekazuje Prezesowi URE, w terminie 30 dni od dnia tej zmiany, informacje i oświadczenie, o których mowa w ust. 1 pkt 5.”;

32) w art. 83k wyrazy „art. 78 ust. 1, 2 i 5–11” zastępuje się wyrazami „art. 78 ust. 1, 2 i 5–13”;

33) w art. 83m:

a) w ust. 3 w pkt 2 po wyrazach „określoną w MWh” dodaje się wyrazy „energii zawartej w biometanie”,

b) w ust. 7 w pkt 1 wyrazy „60 dni” zastępuje się wyrazami „90 dni”;

34) w art. 83o wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„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:

1) biometanu z biogazu lub z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego,

2) biometanu z biogazu rolniczego

– biorąc pod uwagę:”;

35) w art. 83s po wyrazach „art. 83l ust. 1” dodaje się wyrazy „lub art. 83t ust. 1”;

36) po art. 83s dodaje się art. 83t–83zg w brzmieniu:

„Art. 83t. 1. Biometan wytworzony z biogazu lub z biogazu rolniczego, lub z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego w instalacji odnawialnego źródła energii, do którego wytworzenia wykorzystano:

1) biogaz rolniczy wytworzony wyłącznie z substratów, o których mowa w art. 2 pkt 2 – w przypadku wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego lub z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego,

2) biogaz wytworzony wyłącznie z biomasy – w przypadku wytwarzania biometanu z biogazu lub z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego

– spełniający kryteria zrównoważonego rozwoju, o których mowa w art. 28ba–28bcb i art. 28bcc ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, i wprowadzony do sieci gazowej może zostać sprzedany w drodze aukcji, zwanej dalej „aukcją biometanu”.

2. Biometan, o którym mowa w ust. 1, może zostać sprzedany w drodze aukcji biometanu przez wytwórców, którzy:

1) uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu, o którym mowa w art. 83y ust. 1, oraz
2) wytworzą biometan i wprowadzą go do sieci gazowej po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji biometanu, oraz
3) wytworzą biometan w instalacji odnawialnego źródła energii posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących wyłącznie do wprowadzania biometanu z tej instalacji do sieci gazowej dystrybucyjnej lub przesyłowej.

3. Biometan, o którym mowa w ust. 1, może zostać sprzedany w drodze aukcji biometanu wyłącznie w przypadku, gdy wchodzące w skład instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu urządzenia służące do wytwarzania biometanu, zamontowane w czasie budowy, zostały wyprodukowane w okresie 48 miesięcy bezpośrednio poprzedzających dzień wytworzenia po raz pierwszy biometanu w tej instalacji odnawialnego źródła energii i nie były wcześniej amortyzowane w rozumieniu przepisów o rachunkowości przez jakikolwiek podmiot.

Art. 83u. 1. Prezes URE ogłasza, organizuje i przeprowadza aukcje biometanu nierzadziej niż raz w roku.

2. Przedmiotem aukcji biometanu jest sprzedaż biometanu spełniającego wymagania określone w art. 83t w maksymalnych ilościach i o maksymalnych wartościach określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 5.

3. Aukcje biometanu przeprowadza się dla biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej:

1) mniejszej niż 2 MW,
2) nie mniejszej niż 2 MW

– obliczonej z przeliczenia mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu na moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, przyjmując sprawność elektryczną agregatu kogeneracyjnego na poziomie 41 %.

4. Prezes URE przeprowadza aukcje biometanu, uwzględniając podział określony w ust. 3, dla ilości i wartości biometanu, określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 5, oraz biorąc pod uwagę krajowy cel OZE, o którym mowa w art. 127a,

i istniejący potencjał w zakresie krajowych zasobów biometanu objęty wydanymi zaświadczeniami, o których mowa w art. 83y ust. 1.

5. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, do dnia 15 grudnia danego roku, maksymalne ilości i wartości biometanu, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji biometanu w kolejnych trzech latach, biorąc pod uwagę:

1) politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział biometanu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w elektroenergetyce, w ciepłownictwie oraz w transporcie;
2) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu gazowego i 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 biometanu z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy.

6. Rada Ministrów może zmienić, do dnia 15 grudnia roku poprzedzającego rok, którego zmiana dotyczy, maksymalną:

1) ilość biometanu określoną zgodnie z ust. 5 wyłącznie przez zwiększenie tej ilości,
2) wartość biometanu określoną zgodnie z ust. 5

– biorąc pod uwagę wartość cen referencyjnych dla biometanu określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 83v ust. 3, na dany rok, lub w związku ze zwiększeniem zgodnie z pkt 1 maksymalnych ilości biometanu określonych na poszczególne lata kalendarzowe.

7. Maksymalna wartość biometanu określona w przepisach wydanych na podstawie ust. 5 nie uwzględnia corocznej waloryzacji cen sprzedaży biometanu, o której mowa w art. 92 ust. 10, średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego.

8. W przypadku gdy ilość i wartość biometanu określona w przepisach wydanych na podstawie ust. 5 nie zostanie sprzedana po ostatniej przeprowadzonej w danym roku aukcji biometanu, zgodnie z kolejnością określoną przez Prezesa URE, w celu jej

sprzedaży, Prezes URE może ogłosić, zorganizować i przeprowadzić w danym roku kolejne aukcje biometanu na tę ilość i wartość biometanu.

9. Prezes URE przeprowadza aukcje, o których mowa w ust. 8, uwzględniając podział określony w ust. 3 oraz biorąc pod uwagę krajowy cel OZE, o którym mowa w art. 127a, i istniejący potencjał w zakresie krajowych zasobów biometanu objęty wydanymi zaświadczeniami, o których mowa w art. 83y ust. 1.

Art. 83v. 1. Biometan może zostać sprzedany w drodze aukcji biometanu po cenie maksymalnej niewyższej niż określona w przepisach wydanych na podstawie ust. 3, zwanej dalej „ceną referencyjną w aukcji biometanu”.

2. Cenę referencyjną w aukcji biometanu określa się dla biometanu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 83u ust. 3.

3. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, cenę referencyjną w aukcji biometanu w złotych za 1 MWh, 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 instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu 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, mieszaniny biogazu i 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 oraz koszty pozyskania kapitału przez wytwórcę;
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. 83w. 1. W aukcji biometanu mogą wziąć udział również wytwórcy biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej.

2. Ilość i wartość biometanu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej, jaka może zostać sprzedana w drodze aukcji biometanu w następnym roku kalendarzowym, wynosi 5 % ilości i wartości biometanu, przeznaczonej do sprzedaży w drodze aukcji biometanu w roku poprzednim, w instalacjach, o których mowa w art. 83t ust. 1.

3. Warunkiem przystąpienia do aukcji biometanu przez wytwórcę biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii zlokalizowanej poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej jest:

1) zawarcie umowy międzyrządowej między Rzecząpospolitą Polską a państwem, na terytorium którego będzie zlokalizowana ta instalacja, gwarantującej wzajemność korzystania z systemu wsparcia wytwarzania biometanu z odnawialnych źródeł energii;
2) zapewnienie możliwości fizycznego przesyłu biometanu do sieci przesyłowej gazowej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z kraju, w którym jest zlokalizowana ta instalacja, w wyniku rezerwacji odpowiednich przepustowości na połączeniach międzysystemowych.

4. Z możliwości, o której mowa w ust. 1, mogą skorzystać wytwórcy, o których mowa w art. 83t ust. 2, spełniający następujące wymagania:

1) biometan wytwarzany w instalacjach odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej będzie spełniać warunki uznania go za biometan wytworzony ze źródeł odnawialnych w rozumieniu 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.[3)]);

[3)] Zmiany wymienionej dyrektywy zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 311 z 25.09.2020, str. 11, Dz. Urz. UE L 41 z 22.02.2022, str. 37, Dz. Urz. UE L 139 z 18.05.2022, str. 1, Dz. Urz. UE L 2023/2413 z 30.10.2023,

2) wytworzenie biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii zlokalizowanej poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej zostanie potwierdzone przez uprawniony do tego podmiot, w rozumieniu przepisów państwa – miejsca wytworzenia biometanu, z możliwością weryfikacji danych zawartych w potwierdzeniu przez Prezesa URE;
3) wytwórca biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii zlokalizowanej poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej, składający ofertę w aukcji biometanu zgodnie z przepisami ustawy, w przypadku, w którym instalacji odnawialnego źródła energii została udzielona pomoc inwestycyjna w państwie, na terenie którego instalacja ta została zlokalizowana, rozlicza ją na zasadach określonych w art. 83zf;
4) wytwórca biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii zlokalizowanej poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej spełnia wymogi oceny formalnej przygotowania do wytwarzania biometanu w danej instalacji, o których mowa w art. 83x ust. 1, i uzyskał od Prezesa URE zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu oraz spełnia wymogi stawiane uczestnikowi aukcji, o których mowa w art. 83t ust. 2, art. 83zb i art. 83zf.

5. Umowa, o której mowa w ust. 3 pkt 1, zawiera w szczególności postanowienia dotyczące:

1) zasad uczestnictwa wytwórców biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii zlokalizowanych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej w systemie wsparcia odnawialnych źródeł energii obowiązującym w państwie będącym stroną tej umowy, w tym szczegółowy wykaz dokumentów, jakie wytwórca, którego instalacje są zlokalizowane na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej, jest zobowiązany przedłożyć w celu uczestnictwa w systemie wsparcia odnawialnych źródeł energii obowiązującym w państwie będącym stroną tej umowy;
2) zasad uczestnictwa wytwórców biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej w systemie wsparcia określonym w ustawie, w tym

---

Dz. Urz. UE L 2024/1405 z 17.05.2024, Dz. Urz. UE L 2024/1711 z 26.06.2024 oraz Dz. Urz. UE L 2025/90854 z 27.10.2025.

szczegółowy wykaz dokumentów, jaki wytwórca biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii zlokalizowanej poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej jest zobowiązany przedłożyć Prezesowi URE w celu przeprowadzenia oceny formalnej, o której mowa w art. 83x, przygotowania do wytwarzania biometanu z odnawialnych źródeł energii;

3) sposobu realizacji obowiązków określonych w art. 83zg oraz zasad przeprowadzania kontroli, o której mowa w art. 84 ust. 1;

4) zasad zastosowania art. 93.

Art. 83x. 1. W celu dopuszczenia do aukcji biometanu wytwórca podlega procedurze oceny formalnej przygotowania do wytwarzania biometanu w danej instalacji odnawialnego źródła energii.

2. Procedurę oceny formalnej przeprowadza Prezes URE na wniosek wytwórcy o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu.

3. Wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu zawiera:

1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy;

2) lokalizację i moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu przeliczoną na moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, przyjmując sprawność elektryczną agregatu kogeneracyjnego na poziomie 41 %;

3) podpis wytwórcy lub osoby upoważnionej do jego reprezentowania, z załączeniem oryginału lub uwierzytelnionej kopii dokumentu poświadczającego umocowanie takiej osoby do działania w imieniu wytwórcy;

4) oświadczenie wytwórcy lub osoby upoważnionej do jego reprezentowania, o następującej treści:

„Oświadczam, że:

1) wytwarzając biometan w instalacji odnawialnego źródła energii, będę stosować 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) biometan wytworzony w instalacji odnawialnych źródeł energii będzie spełniać kryteria zrównoważonego rozwoju, o których mowa w art. 28ba–28bcb i art. 28bcc ust. 1 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych;

3) biometan zostanie wytworzony w instalacji odnawialnego źródła energii posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących wyłącznie do wprowadzania biometanu z tej instalacji do sieci gazowej dystrybucyjnej lub przesyłowej.”.

4. Do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu wytwórca dołącza oryginały lub poświadczone kopie:

1) warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie do sieci gazowej instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 83t;
2) prawomocnego pozwolenia na budowę wydanego dla projektowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów prawa budowlanego;
3) harmonogramu rzeczowo-finansowego realizacji budowy instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu albo oświadczenia o zrealizowaniu inwestycji;
4) 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) dokumentu potwierdzającego moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu.

5. Wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu składa się niepóźniej niż 14 dni przed dniem rozpoczęcia sesji aukcji biometanu, której dotyczy.

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

7. Do wytwórcy, którego instalacja odnawialnego źródła energii służąca do wytwarzania biometanu będzie zlokalizowana poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej, przepisów ust. 4 i 6 nie stosuje się.

8. Wytwórca biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii zlokalizowanej poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej, do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji

biometanu dołącza oryginały lub poświadczone kopie dokumentów wynikających z umowy, o której mowa w art. 83w ust. 3 pkt 1. Dokumenty sporządzone w języku obcym są składane wraz z tłumaczeniem przysięgłym na język polski.

Art. 83y. 1. Prezes URE wydaje zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu lub odmawia jego wydania, w terminie 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku o wydanie tego zaświadczenia.

2. Prezes URE odmawia, w drodze postanowienia, wydania zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu.

3. Na postanowienie, o którym mowa w ust. 2, przysługuje 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.

4. Wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu, do którego nie dołączono dokumentów, o których mowa w art. 83x ust. 4 pkt 1 lub 2, lub złożony w terminie krótszym niż określony w art. 83x ust. 5, pozostawia się bez rozpoznania.

5. Termin ważności zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu wynosi 12 miesięcy i liczy się od dnia wydania zaświadczenia. Termin nie może być dłuższy niż termin ważności dokumentów, o których mowa w art. 83x ust. 4 pkt 1 i 2.

6. Termin ważności zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu dla wytwórcy, o którym mowa w art. 83w ust. 1, nie może być dłuższy niż termin wynikający ze szczegółowych postanowień umowy, o której mowa w art. 83w ust. 3 pkt 1.

Art. 83z. 1. Przed ogłoszeniem aukcji biometanu Prezes URE przekazuje ministrowi właściwemu do spraw klimatu projekt harmonogramu przeprowadzenia aukcji biometanu w danym roku kalendarzowym obejmujący planowane terminy przeprowadzenia aukcji biometanu oraz ilości i wartości oferowanego biometanu w poszczególnych aukcjach biometanu.

2. Prezes URE uzgadnia z ministrem właściwym do spraw klimatu harmonogram, o którym mowa w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia jego przekazania.

3. 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.

Art. 83za. 1. Prezes URE zamieszcza ogłoszenie o aukcji biometanu w Biuletynie Informacji Publicznej URE niepóźniej niż 30 dni przed dniem jej rozpoczęcia.

2. Ogłoszenie o aukcji biometanu zawiera:

1) oznaczenie aukcji biometanu;
2) termin przeprowadzenia sesji aukcji biometanu;
3) godziny otwarcia i zamknięcia sesji aukcji biometanu;
4) wskazanie maksymalnej ilości i wartości biometanu, jaka może zostać sprzedana w danej aukcji biometanu, w tym maksymalnej ilości i wartości biometanu, jaka może zostać sprzedana w danej aukcji biometanu przez wytwórców biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii zlokalizowanej poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej.

3. W przypadku gdy 14 dni przed terminem, o którym mowa w ust. 2 pkt 2, liczba:

1) wydanych ważnych zaświadczeń o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu, których termin ważności upływa niewcześniej niż termin, o którym mowa w ust. 2 pkt 2, oraz
2) wniosków o wydanie zaświadczeń o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu, których termin rozpatrzenia upływa przed terminem, o którym mowa w ust. 2 pkt 2

– jest mniejsza niż trzy, aukcji biometanu nie przeprowadza się.

4. W aukcji biometanu mogą wziąć udział wytwórcy biometanu, którzy posiadają zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu, o którym mowa w art. 83y ust. 1, oraz posiadają ustanowioną gwarancję bankową lub kaucję wniesioną na rachunek bankowy wskazany przez Prezesa URE, przy czym wartość zabezpieczenia wynosi 25 złotych za każdy 1 kW mocy zainstalowanej danej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu.

5. Aukcję biometanu rozstrzyga się, jeżeli zostały złożone niemniej niż trzy ważne oferty spełniające wymagania określone w ustawie.

6. Aukcję biometanu prowadzi się w postaci elektronicznej za pośrednictwem internetowej platformy aukcyjnej, o której mowa w art. 78 ust. 6.

7. Prezes URE ustala regulamin aukcji biometanu.

8. Regulamin aukcji biometanu określa:

1) szczegółowe zasady organizacji aukcji biometanu, w tym składania ofert;
2) przebieg i sposób rozstrzygnięcia aukcji biometanu;
3) warunki przetwarzania danych dotyczących uczestników aukcji biometanu;
4) wymagania techniczne dotyczące dostępu do internetowej platformy aukcyjnej, o której mowa w art. 78 ust. 6;
5) sposób zapewnienia bezpieczeństwa i prawidłowości przebiegu aukcji biometanu;
6) warunki zawieszenia dostępu do internetowej platformy aukcyjnej, o której mowa w art. 78 ust. 6.

9. Regulamin aukcji biometanu zatwierdza minister właściwy do spraw klimatu.

10. Regulamin aukcji biometanu ogłasza się w Biuletynie Informacji Publicznej URE.

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

2. Uczestnik aukcji biometanu w trakcie sesji aukcji składa jedną ofertę dla biometanu, który będzie wytwarzany w danej instalacji.

3. Oferta złożona przez uczestnika aukcji biometanu zawiera w szczególności:

1) nazwę i adres siedziby uczestnika aukcji biometanu;
2) lokalizację, rodzaj i moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w której będzie wytwarzany biometan, przeliczoną na moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, przyjmując sprawność elektryczną agregatu kogeneracyjnego na poziomie 41 %;
3) łączną ilość biometanu planowanego do wprowadzenia do sieci gazowej, określoną w MWh energii zawartej w biometanie, i cenę wyrażoną w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, za jaką uczestnik aukcji biometanu zobowiązuje się sprzedać tę energię w ramach aukcji biometanu, w okresie wskazanym w ofercie;
4) wskazanie planowanej daty rozpoczęcia okresu, w którym wytwórca biometanu w przypadku wygrania aukcji biometanu będzie korzystać z aukcyjnego systemu wsparcia, oraz okresu tego wsparcia;
5) oświadczenie o następującej treści:

„Oświadczam, że:

1) instalacja odnawialnego źródła energii, która będzie służyć do wytwarzania biometanu, będzie spełniać wymagania, o których mowa w art. 83t ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii;
2) wytwarzając biometan w instalacji odnawialnego źródła energii, będę stosować 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;
3) biometan zostanie wytworzony w instalacji odnawialnego źródła energii posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących wyłącznie do wprowadzania biometanu z tej instalacji do sieci gazowej dystrybucyjnej lub przesyłowej;
4) do wytworzenia biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii będą wykorzystane biogaz lub biogaz rolniczy, które spełniają kryteria zrównoważonego rozwoju, o których mowa w art. 28ba–28bcb i art. 28bcc ust. 1 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.”;

6) informację wytwórcy biometanu, czy biogaz albo biogaz rolniczy, wykorzystywane do wytworzenia biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii, której dotyczy oferta, o której mowa w ust. 1, będą wytwarzane w tej instalacji;
7) ilość biometanu z odnawialnych źródeł energii wyrażoną w MWh energii zawartej w biometanie, jaką uczestnik aukcji biometanu planuje sprzedać w ramach systemu aukcyjnego w kolejnych następujących po sobie latach kalendarzowych, począwszy od roku, w którym po raz pierwszy nastąpi sprzedaż biometanu wytworzonego w danej instalacji w ramach systemu aukcyjnego, z uwzględnieniem terminu określonego w pkt 9;
8) miejsce przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej gazowej, określone w warunkach przyłączenia albo w umowie o przyłączenie;
9) zobowiązanie się uczestnika aukcji biometanu do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego, w terminie 48 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji biometanu, biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, która powstanie po dniu zamknięcia sesji aukcji biometanu;
10) 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) wartość pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 83zf ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, obliczona zgodnie z art. 83zf ust. 3 i 4 tej ustawy, wynosi ... złotych, w tym wartość pomocy, o której mowa w art. 83zf ust. 2, wynosi …. złotych, a cena skorygowana obliczona zgodnie z art. 83zf ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wynosi ... złotych za 1 MWh;
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. Oferty opatruje się, pod rygorem nieważności, kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym albo podpisem osobistym.

5. Aukcja biometanu odbywa się w jednej sesji aukcji.

6. Oferta każdego uczestnika aukcji biometanu jest niedostępna dla pozostałych uczestników aukcji.

7. Na godzinę przed zamknięciem sesji aukcji biometanu oferty nie podlegają modyfikacji ani wycofaniu.

8. Oferta podlega odrzuceniu, jeżeli cena sprzedaży biometanu, o której mowa w ust. 3 pkt 3, wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, o której mowa w art. 83t ust. 1, przekracza:

1) cenę referencyjną w aukcji biometanu,
2) maksymalną cenę, o której mowa w art. 83zc ust. 5 pkt 3

– obowiązujące w dniu ogłoszenia danej aukcji biometanu.

9. Dopuszczalne jest dokonanie jednokrotnej aktualizacji oferty, która wygrała aukcję biometanu, w zakresie:

1) planowanej daty rozpoczęcia okresu korzystania z aukcyjnego systemu wsparcia, o której mowa w ust. 3 pkt 4, z uwzględnieniem ust. 3 pkt 9 i art. 83ze, lub ilości biometanu, o której mowa w ust. 3 pkt 7, z zastrzeżeniem, że łączna ilość biometanu, o którym mowa w ust. 3 pkt 3, oraz okres, o którym mowa w ust. 3 pkt 4, określone w ofercie nie mogą ulec zmianie;
2) mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii, wskazanej w ofercie zgodnie z ust. 3 pkt 2, z zastrzeżeniem, że łączna zaktualizowana moc takiej instalacji nie zmieni pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 83u ust. 3, właściwej dla tej instalacji w dniu złożenia oferty.

10. Jednokrotna aktualizacja oferty, o której mowa w ust. 9, następuje przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia wytwórcy zawierającego informacje, o których mowa w tym przepisie, niepóźniej niż w terminie 30 dni przed dniem złożenia pierwszego wniosku o pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3.

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.

12. O dokonaniu aktualizacji oferty zgodnie z ust. 9 i 10 Prezes URE informuje wytwórcę oraz operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie 30 dni od dnia otrzymania oświadczenia wytwórcy.

Art. 83zc. 1. Aukcję biometanu wygrywają uczestnicy aukcji:
1) którzy zaoferowali najniższą cenę sprzedaży biometanu oraz
2) których oferty łącznie nie przekroczyły 100 % wartości lub ilości biometanu określonej w ogłoszeniu o aukcji biometanu i 80 % ilości biometanu objętej wszystkimi ofertami.

2. W przypadku gdy kilku uczestników aukcji biometanu zaoferuje taką samą najniższą cenę sprzedaży biometanu, o sprzedaży biometanu rozstrzyga kolejność złożonych ofert.

3. W przypadku gdy pozostała do sprzedaży ilość lub wartość biometanu jest mniejsza od ilości lub wartości zawartej w ofercie następnego, według kolejności, uczestnika aukcji biometanu, przypadająca na tego uczestnika ilość biometanu nie podlega sprzedaży w tej aukcji.

4. Prezes URE przeprowadza aukcję interwencyjną biometanu, zwaną dalej „aukcją interwencyjną biometanu”.

5. W przypadku konieczności dokonania dodatkowej interwencji na rynku odnawialnych źródeł energii służących do wytwarzania biometanu, minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia:

1) termin ogłoszenia przez Prezesa URE aukcji interwencyjnej biometanu oraz termin otwarcia i zamknięcia tej aukcji;
2) łączną ilość i wartość biometanu z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji interwencyjnej biometanu, z uwzględnieniem przepisów wydanych na podstawie art. 83u ust. 5;
3) maksymalną cenę, za jaką biometan może zostać sprzedany w drodze aukcji interwencyjnej biometanu, z uwzględnieniem art. 83u ust. 3;
4) okres prawa do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 92 ust. 5a, biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 83t ust. 1, przy czym okres ten nie może być dłuższy niż 20 lat od dnia sprzedaży po raz pierwszy biometanu po dniu zamknięcia sesji aukcji interwencyjnej biometanu.

6. Wydając rozporządzenie, o którym mowa w ust. 5, minister właściwy do spraw klimatu bierze 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, mieszaniny biogazu i 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 oraz koszty pozyskania kapitału przez wytwórcę;

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;
9) politykę energetyczną państwa;
10) dotychczasowy udział paliw gazowych wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w elektroenergetyce, w ciepłownictwie oraz w transporcie;
11) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego;
12) zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych;
13) potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi.

7. Aukcję interwencyjną biometanu przeprowadza się z gwarancją pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 92 ust. 5a.

8. W aukcji interwencyjnej biometanu mogą wziąć udział wytwórcy, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu, o którym mowa w art. 83y ust. 1.

9. Do aukcji interwencyjnej biometanu stosuje się odpowiednio przepisy ust. 1–3, art. 83u ust. 1–3, art. 83za ust. 2–9, art. 83zb, art. 83zd, art. 83zf oraz art. 84–88.

Art. 83zd. 1. Prezes URE zamyka sesję aukcji biometanu w terminie określonym w ogłoszeniu o tej aukcji.

2. Prezes URE w terminie 21 dni od dnia zamknięcia aukcji biometanu podaje do publicznej wiadomości na swojej stronie internetowej informacje o:

1) wynikach aukcji biometanu, w tym o:
   a) uczestnikach aukcji biometanu, których oferty wygrały aukcję,
   b) minimalnej i maksymalnej cenie w złotych, z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, po jakiej biometan został sprzedany w drodze aukcji biometanu,
   c) łącznej ilości w MWh i wartości w złotych, z dokładnością do jednego grosza, biometanu sprzedanego w drodze aukcji biometanu, z uwzględnieniem podziału na kolejne następujące po sobie lata kalendarzowe, albo
2) unieważnieniu aukcji biometanu.

3. W przypadku gdy aukcję biometanu wygrają mniej niż 3 oferty, Prezes URE nie podaje do publicznej wiadomości danych, o których mowa w ust. 2 pkt 1 lit. b i c.

4. Prezes URE unieważnia aukcję biometanu, w przypadku gdy:

1) wszystkie oferty zostały odrzucone;

2) z przyczyn technicznych aukcja biometanu nie może zostać przeprowadzona.

5. Gwarancja bankowa lub kaucja, o których mowa w art. 83za ust. 4, podlegają zwrotowi w terminie:

1) 90 dni od dnia wypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 9;

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

6. W przypadku niewypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 9, kaucja, o której mowa w art. 83za ust. 4, podlega przepadkowi na rzecz Prezesa URE lub Prezes URE realizuje gwarancję bankową, o której mowa w art. 83za ust. 4.

7. Prezes URE niezwłocznie po rozstrzygnięciu aukcji biometanu:

1) informuje o jej wynikach wytwórców, których oferty wygrały aukcję;

2) przekazuje operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w postaci elektronicznej, informacje zawierające dane wytwórców biometanu z odnawialnych źródeł energii, których oferty wygrały aukcję biometanu, oraz dane dotyczące ilości i ceny skorygowanej biometanu, podanej w oświadczeniu, o którym mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 10, z uwzględnieniem podziału na kolejne następujące po sobie lata kalendarzowe, w celu prowadzenia przez tego operatora rozliczeń wynikających z wygrania aukcji.

8. Prezes URE przekazuje ministrowi właściwemu do spraw klimatu informację, w postaci elektronicznej, o wyniku aukcji biometanu albo o jej unieważnieniu, w terminie 5 dni roboczych od dnia rozstrzygnięcia sesji aukcji.

9. Informacja, o której mowa w ust. 8, zawiera:

1) wykaz ofert, które wygrały aukcję biometanu, w tym:

   a) wykaz wytwórców, których oferty wygrały aukcję biometanu, zawierający dane, o których mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 1–4 i 7,

   b) informację o:

      – cenie w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, po której biometan został sprzedany w drodze aukcji biometanu przez poszczególnych wytwórców, oraz cenie skorygowanej podanej

w oświadczeniu, o którym mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 10, w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh,

– ilości w MWh i wartości w złotych, z dokładnością do jednego grosza, biometanu sprzedanego w drodze aukcji biometanu wytworzonego przez poszczególnych wytwórców biometanu, z uwzględnieniem podziału na kolejne następujące po sobie lata kalendarzowe, albo

2) wskazanie przyczyn unieważnienia aukcji biometanu.

10. W przypadku gdy biogaz albo biogaz rolniczy, wykorzystywane do wytwarzania biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii objętej ofertą, o której mowa w art. 83zb ust. 1, nie będą wytwarzane w tej instalacji, wytwórca, o którym mowa w art. 83t ust. 2, którego oferta wygrała aukcję biometanu, w terminie 30 dni od dnia otrzymania informacji o wygraniu aukcji, o której mowa w ust. 7 pkt 1, przekazuje Prezesowi URE:

1) następujące informacje o instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytworzenia biogazu albo biogazu rolniczego, wykorzystywanych przez wytwórcę do wytworzenia biometanu:
   a) imię, nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy biogazu albo biogazu rolniczego w tej instalacji odnawialnego źródła energii,
   b) lokalizację tej instalacji odnawialnego źródła energii oraz jej unikalny numer identyfikacyjny generowany przez internetową platformę aukcyjną, o której mowa w art. 78 ust. 6, lub numer koncesji albo numer wpisu do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, albo rejestru wytwórców biogazu, albo rejestru wytwórców biogazu rolniczego, o ile zostały nadane,
   c) w przypadku gdy na realizację inwestycji w zakresie tej instalacji odnawialnego źródła energii została udzielona pomoc publiczna – wartość udzielonej pomocy, datę jej udzielenia oraz nazwę podmiotu udzielającego;
2) oświadczenie wytwórcy wykorzystywanego biogazu albo biogazu rolniczego, 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 wartość pomocy inwestycyjnej udzielonej na realizację inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytworzenia biogazu albo biogazu rolniczego wynosi …. złotych.”; klauzula ta

zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

11. W przypadku gdy zmiana danych zawartych w informacji, o której mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 6, polega na wskazaniu, że biogaz albo biogaz rolniczy, wykorzystywane do wytwarzania biometanu nie będą wytwarzane w instalacji, która wygrała aukcję, wytwórca przekazuje Prezesowi URE, w terminie 30 dni od dnia tej zmiany, informacje i oświadczenie, o których mowa w ust. 10.

12. W przypadku wytwórców, których oferty wygrały aukcje biometanu, koniec terminu na dostarczenie po raz pierwszy do sieci gazowej biometanu, o którym mowa w art. 7 ust. 2a pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, w odniesieniu do mocy instalacji objętej wygraną ofertą aukcyjną nie może przypadać przed upływem terminu na sprzedaż po raz pierwszy biometanu określonego w art. 83zb ust. 3 pkt 9.

13. Umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, na podstawie których termin określony w art. 7 ust. 2a pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne upływa przed końcem odpowiedniego terminu określonego w art. 83zb ust. 3 pkt 9, wymagają dostosowania w terminie 30 dni od dnia poinformowania właściwego przedsiębiorstwa energetycznego przez wytwórcę o wygraniu aukcji biometanu.

14. W przypadku gdy umowa o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu wymaga dostosowania, o którym mowa w ust. 13, przedsiębiorstwo energetyczne na wniosek wytwórcy aktualizuje harmonogram przyłączenia, o którym mowa w art. 7 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, przez jego wydłużenie o okres nieprzekraczający 24 miesięcy od terminu przyłączenia określonego w umowie o przyłączenie.

15. W przypadku odmowy przez przedsiębiorstwo energetyczne dostosowania umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w ust. 13, lub aktualizacji harmonogramu przyłączenia zgodnie z ust. 14, stosuje się przepisy art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, z zastrzeżeniem, że Prezes URE wydaje rozstrzygnięcie w terminie 90 dni od dnia wpływu wniosku o rozstrzygnięcie sporu.

Art. 83ze. Okres, w którym przysługuje wytwórcom, którzy wygrali aukcję biometanu, prawo do pokrycia ujemnego salda, zgodnie z art. 92 ust. 5a pkt 2, w odniesieniu do biometanu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii, liczy się od dnia sprzedaży po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji biometanu

objętego wsparciem biometanu i trwa przez okres kolejnych 20 lat, niedłużej niż do dnia 31 grudnia 2054 r.

Art. 83zf. 1. Pomoc inwestycyjna przeznaczona na realizację inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 83t ust. 1, pomniejsza cenę wynikającą z oferty, o której mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 3, złożonej przez wytwórcę, którego oferta wygrała aukcję biometanu.

2. Do pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, zalicza się również pomoc inwestycyjną przeznaczoną na realizację inwestycji w zakresie obiektów budowlanych i urządzeń, stanowiących całość techniczno-użytkową służącą do wytwarzania biogazu albo biogazu rolniczego, na potrzeby wytwarzania biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 83t ust. 1, niezależnie od tego, kto otrzymał tę pomoc.

3. 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.

4. Wartość pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, oblicza się na dzień złożenia oświadczenia, o którym mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 10, według następującego wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

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

PI_i – wartość pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, udzielonej w roku „i”, wyrażoną w złotych,

j – rok kalendarzowy, w którym wytwórca złożył oświadczenie, o którym mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 10,

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

u – rok kalendarzowy, w którym po raz pierwszy udzielono pomocy inwestycyjnej przeznaczonej na realizację inwestycji w zakresie danej

instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 83t 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" określonego w komunikacie Prezesa GUS, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski", przy czym wartość r_i dla roku kalendarzowego „j" wynosi 0, a w przypadku gdy do dnia złożenia oświadczenia, o którym mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 10, 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.

5. Wytwórcy, o których mowa w art. 83t ust. 2, dokonują obliczenia ceny skorygowanej stanowiącej podstawę wypłaty ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, według następującego wzoru:

$$C_S = C_0 - \frac{PI_C}{I}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C_s – cenę skorygowaną biometanu, wyrażoną w zł/MWh; w przypadku nieudzielenia pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, wartość C_s jest równa wartości C_0,

C_0 – cenę, o której mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 3, wynikającą z oferty, wyrażoną w zł/MWh,

PI_c – sumę zwaloryzowanej wartości pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, wyrażoną w złotych, obliczoną zgodnie z ust. 4,

I – ilość biometanu, o której mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 3, wyrażoną w MWh, wynikającą z oferty.

6. Do oświadczenia, o którym mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 10, wytwórca, o którym mowa w art. 83t ust. 2, dołącza informacje o wielkości udzielonej pomocy publicznej obliczonej zgodnie z ust. 3 i 4 oraz cenie skorygowanej obliczonej zgodnie z ust. 5.

7. W przypadku gdy po dniu złożenia oświadczenia, o którym mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 10, zostanie udzielona pomoc inwestycyjna, o której mowa w ust. 1, lub wzrośnie wartość tej pomocy, wytwórca, o którym mowa w art. 83t ust. 2, jest obowiązany do przekazania Prezesowi URE, najpóźniej w dziesiątym dniu miesiąca następującego po

miesiącu, w którym nastąpiło udzielenie takiej pomocy, oświadczenia zawierającego jej wartość przeliczoną zgodnie z ust. 3, datę jej udzielenia, wskazanie podmiotu udzielającego pomocy oraz cenę skorygowaną obliczoną zgodnie z ust. 8.

8. Cenę skorygowaną, o której mowa w ust. 7, oblicza się według następującego wzoru:

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

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C_{sn} – nową cenę skorygowaną biometanu, wyrażoną w zł/MWh, która staje się ceną skorygowaną (C_s) obowiązującą od miesiąca następującego po miesiącu złożenia oświadczenia, o którym mowa w ust. 7, lub od miesiąca następującego po miesiącu, w którym wytwórca był obowiązany do złożenia tego oświadczenia, stanowiącą podstawę wypłaty ujemnego salda zgodnie z art. 93 ust. 2 pkt 3,

C_s – cenę skorygowaną biometanu, wyrażoną w zł/MWh, z uwzględnieniem art. 92 ust. 10, obowiązującą do końca miesiąca, w którym złożono oświadczenie, o którym mowa w ust. 7, lub do końca miesiąca, w którym wytwórca był obowiązany do złożenia tego oświadczenia, stanowiącą podstawę wypłaty ujemnego salda zgodnie z art. 93 ust. 2 pkt 3,

PI – wartość 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. 83zb ust. 3 pkt 10, przeliczone zgodnie z ust. 3,

I_p – ilość biometanu, wyrażoną w MWh, o której mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 3, pomniejszoną o ilość biometanu sprzedanego w ramach aukcji biometanu do końca miesiąca poprzedzającego miesiąc, w którym udzielono pomocy PI, stanowiącą podstawę wypłaty ujemnego salda zgodnie z art. 93 ust. 2 pkt 3.

9. O wysokości ceny skorygowanej, o której mowa w ust. 7, wytwórca, o którym mowa w art. 83t ust. 2, powiadamia operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie, o którym mowa w ust. 7.

10. Wytwórca, o którym mowa w art. 83t ust. 2, którego oferta wygrała aukcję biometanu, 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. 3, zawierającego datę jej udzielenia oraz wskazanie podmiotu udzielającego pomocy.

11. Zmiana wartości udzielonej pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, która została uwzględniona przy obliczaniu ceny skorygowanej, o której mowa w ust. 5, 7 i 12, polegająca na obniżeniu wartości tej pomocy, nie powoduje zmiany wartości tej ceny.

12. W przypadku gdy po dniu złożenia oferty, która wygrała aukcję biometanu, informacje lub oświadczenie, o których mowa w art. 83zd ust. 10, stały się nieaktualne, albo zostały złożone zgodnie z art. 83zd ust. 11, wytwórca, o którym mowa w art. 83t ust. 2, najpóźniej w dziesiątym dniu miesiąca następującego po upływie miesiąca, w którym nastąpiła zmiana powodująca konieczność zaktualizowania tych informacji lub tego oświadczenia, albo złożenia tych informacji lub tego oświadczenia zgodnie z art. 83zd ust. 11, przekazuje nowe informacje lub nowe oświadczenie, o których mowa w art. 83zd ust. 11, albo zaktualizowane informacje lub oświadczenie, o których mowa w art. 83zd ust. 10, oraz oświadczenie wytwórcy zawierające wartość pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, przeliczoną zgodnie z ust. 3, datę jej udzielenia, wskazanie podmiotu udzielającego pomocy inwestycyjnej oraz cenę skorygowaną obliczoną według następującego wzoru:

$$C_s = C_o - \frac{PI_c}{I}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C_s – cenę skorygowaną biometanu, wyrażoną w zł/MWh, z uwzględnieniem art. 92 ust. 10, obowiązującą od miesiąca następującego po miesiącu złożenia nowych informacji lub nowego oświadczenia, o których mowa w art. 83zd ust. 11, albo zaktualizowanych informacji lub zaktualizowanego oświadczenia, o których mowa w art. 83zd ust. 10, lub od miesiąca następującego po miesiącu, w którym wytwórca był obowiązany do złożenia tego oświadczenia, stanowiącą podstawę wypłaty ujemnego salda zgodnie z art. 93 ust. 2 pkt 3,

C_o – cenę, o której mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 3, wynikającą z oferty, wyrażoną w zł/MWh,

I – ilość biometanu, o której mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 3, wyrażoną w MWh, wynikającą z oferty,

PI_c – sumę wartości pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, wyrażoną w złotych, obliczoną na dzień złożenia oferty według następującego wzoru:

$$PI_c = \sum_{i=u}^{j}[PI_i * \prod_{m=i}^{j}(1 + r_m)] + \sum_{k=j}^{s}[PI_k * \prod_{n=j}^{k}\frac{1}{(1 + r_n)}]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

j – rok kalendarzowy, w którym wytwórca złożył ofertę,

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

u – rok kalendarzowy, w którym po raz pierwszy udzielono pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, oznaczonej symbolem PI_i,

PI_i – wartość w roku „i” pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, udzielonej do dnia złożenia oferty, wyrażoną w złotych, udzieloną w danym roku „i”,

m – kolejne lata między rokiem otrzymania danej pomocy „i” a rokiem „j”,

r_m – stopę referencyjną wyrażoną w ułamku dziesiętnym, będącą spadkiem lub wzrostem średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w roku „m” określonego w komunikacie Prezesa GUS, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, przy czym wartość r_m dla roku kalendarzowego „j” wynosi 0,

s – rok kalendarzowy, w którym została udzielona ostatnia uwzględniona pomoc inwestycyjna, o której mowa w ust. 1,

k – kolejne lata kalendarzowe liczone od roku kalendarzowego „j” do roku kalendarzowego „s”,

PI_k – wartość w roku „k” pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, udzielonej po dniu złożenia oferty, wyrażoną w złotych, udzieloną w danym roku „k”,

n – kolejne lata między rokiem „j” a rokiem otrzymania danej pomocy „k”,

r_n – stopę referencyjną wyrażoną w ułamku dziesiętnym, będącą spadkiem lub wzrostem średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług

konsumpcyjnych ogółem w roku „n” określonego w komunikacie Prezesa GUS, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, przy czym wartość r_n dla roku kalendarzowego „j” wynosi 0, a w przypadku gdy w dniu złożenia lub upływu terminu złożenia, zgodnie z ust. 10, oświadczenia wytwórcy, w zakresie pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, stopa referencyjna w roku „n” nie została opublikowana, należy przyjąć spadek lub wzrost wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych z listopada roku „$n - 1$”, w ujęciu rok do roku.

13. W przypadku gdy po dniu złożenia, zgodnie z ust. 12, oświadczenia wytwórcy, w zakresie pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, zostanie udzielona nowa pomoc inwestycyjna, o której mowa w ust. 1, lub wzrośnie wartość pomocy wskazanej w oświadczeniu, stosuje się przepis ust. 7.

Art. 83zg. 1. Wytwórca, o którym mowa w art. 83t ust. 2, którego oferta wygrała aukcję biometanu, przekazuje Prezesowi URE oraz operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, informację o dniu wytworzenia oraz wprowadzenia biometanu z odnawialnych źródeł energii do sieci gazowej, potwierdzoną przez operatora sieci przesyłowej gazowej lub operatora sieci dystrybucyjnej gazowej i jego sprzedaży w ramach aukcji biometanu – w terminie 30 dni od dnia tej sprzedaży po raz pierwszy w ramach wygranej oferty aukcyjnej.

2. Rozliczenie obowiązku sprzedaży biometanu w ramach aukcji biometanu przez wytwórcę, który wygrał aukcję biometanu, 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 biometanu sprzedanego w ramach systemu aukcyjnego określoną w sprawozdaniach miesięcznych składanych zgodnie z art. 93 ust. 2 pkt 3.

3. Dokonując weryfikacji obowiązku sprzedaży biometanu, o którym mowa w ust. 2, uwzględnia się na korzyść wytwórcy sytuacje, w których instalacja odnawialnego źródła energii pozostawała w gotowości do wytwarzania biometanu, jednak nastąpiło ograniczenie wytworzenia biometanu albo nie doszło do jego wytworzenia lub nie doszło do jego sprzedaży w ramach aukcji biometanu w następstwie:

1) okoliczności, o których mowa w ust. 6;

2) remontu lub naprawy urządzeń wchodzących w skład instalacji odnawialnego źródła energii, niezwiązanych z pracami konserwacyjnymi wynikającymi z dokumentów technicznych tych urządzeń, których wytwórca, zachowując należytą staranność, nie był w stanie przewidzieć;
3) zmiany ilości i jakości wytwarzanego biogazu lub biogazu rolniczego, wykorzystywanych do wytwarzania biometanu, która została spowodowana zaburzeniem procesów biologicznych spowodowanych czynnikami niezależnymi od wytwórcy, których wytwórca, zachowując należytą staranność, nie był w stanie przewidzieć;
4) sprzedaży biometanu na potrzeby realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych;
5) braku chłonności sieci gazowej potwierdzonej przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego.

4. Instalacja odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 83t ust. 1, dla której nie zostało spełnione zobowiązanie, o którym mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 9, może ponownie zostać objęta ofertą w aukcji biometanu po upływie 3 lat od dnia, w którym zobowiązanie stało się wymagalne.

5. Na potrzeby ustalenia rzeczywistego rozliczenia obowiązku wytworzenia biometanu przez wytwórcę, który wygrał aukcję biometanu, przyjmuje się:
1) parametry jakościowe,
2) wymagania dotyczące pomiarów, w tym miejsca dokonywania pomiaru i rejestracji ilości

– biometanu wprowadzonego do sieci gazowej, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne.

6. Zobowiązanie, o którym mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 9, uznaje się za spełnione, w przypadku gdy wytwórca, w terminie realizacji tego zobowiązania, został wpisany do rejestru wytwórców biogazu albo rejestru wytwórców biogazu rolniczego i przekazał odpowiednio Prezesowi URE albo Dyrektorowi Generalnemu KOWR oraz operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, informację o dniu wytworzenia i wprowadzenia biometanu do sieci gazowej, potwierdzoną przez operatora sieci przesyłowej gazowej lub operatora sieci dystrybucyjnej gazowej, a instalacja odnawialnego źródła energii tego wytwórcy pozostawała w gotowości do wytwarzania

biometanu, jednak w wymaganym terminie nie doszło do sprzedaży po raz pierwszy biometanu w następstwie:

1) obowiązywania regulacji prawa powszechnie obowiązującego;
2) konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci gazowej;
3) wystąpienia awarii w systemie gazowym, w tym awarii przyłącza lub sieci gazowej;
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 żywiołowe, w tym katastrofę naturalną w rozumieniu ustawy z dnia 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej,
   b) wojnę, działania wojenne, akty terroryzmu, zamieszki;
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.”;

37) w art. 84 w ust. 1 wyrazy „i ust. 7, 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” zastępuje się wyrazami „ , ust. 1 pkt 5 i ust. 7, art. 83h ust. 3 pkt 6 i 7, art. 83m ust. 3 pkt 6, art. 83q ust. 6 i 8, art. 83zb ust. 3 pkt 2, 3, 5, 7, 8 i 10, art. 83zd ust. 10 i art. 83zf ust. 7, 10 i 12, a także prawidłowości ceny skorygowanej, o której mowa w art. 39 ust. 5 i 7, art. 39a ust. 5 i 7, art. 83q ust. 4 i 6 oraz art. 83zf ust. 5, 7 i 12”;

38) w art. 86 w pkt 1 lit. b otrzymuje brzmienie:
   „b) biometanu, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 83m ust. 8, albo wygrał aukcję biometanu;”;

39) w art. 87 w zdaniu pierwszym wyrazy „art. 83 ust. 1 pkt 4 i ust. 7, 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” zastępuje się wyrazami „art. 83 ust. 1 pkt 4 i 5 i ust. 7, art. 83h ust. 3 pkt 6 i 7, art. 83m ust. 3 pkt 6, art. 83q ust. 6 i 8, art. 83zb ust. 3 pkt 2, 3, 5, 7, 8 i 10, art. 83zd ust. 10 i art. 83zf ust. 7, 10 i 12, a także prawidłowości ceny skorygowanej, o której mowa w art. 39 ust. 5 i 7, art. 39a ust. 5 i 7, art. 83q ust. 4 i 6 oraz art. 83zf ust. 5, 7 i 12”;

40) w art. 88:

a) w ust. 1 wyrazy „art. 83 ust. 1 pkt 4 i ust. 7, art. 83h ust. 3 pkt 6 i 7, art. 83m ust. 3 pkt 6 i art. 83q ust. 6 i 8” zastępuje się wyrazami „art. 83 ust. 1 pkt 4 i 5 i ust. 7, art. 83h ust. 3 pkt 6 i 7, art. 83m ust. 3 pkt 6, art. 83q ust. 6 i 8, art. 83zb ust. 3 pkt 2, 3, 5, 7, 8 i 10, art. 83zd ust. 10 i art. 83zf ust. 7, 10 i 12”,

b) w ust. 2 wyrazy „oraz art. 83q ust. 6 i 8” zastępuje się wyrazami „ , art. 83q ust. 6 i 8, art. 83zb ust. 3 pkt 10 oraz art. 83zf ust. 7, 10 i 12”;

41) w art. 92:

a) ust. 5a otrzymuje brzmienie:

„5a. Prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, przysługuje również wytwórcy biometanu, o którym mowa w:

1) art. 83l ust. 1, który uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 83m ust. 8, niepóźniej niż do dnia 30 czerwca 2027 r.;

2) art. 83t ust. 2, który wygrał aukcję biometanu, niepóźniej niż do dnia 31 grudnia 2030 r.”,

b) ust. 10 otrzymuje brzmienie:

„10. Cena:

1) sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, podana w ofertach uczestników aukcji, których oferty wygrały aukcję,

2) sprzedaży biometanu, podana w ofertach uczestników aukcji biometanu, których oferty wygrały aukcję,

3) skorygowana, o której mowa w art. 39 ust. 5, 7 i 11, art. 39a ust. 5, 7 i 11, art. 83q ust. 4, 6 i 10 oraz art. 83zf ust. 5, 7 i 12,

4) zakupu obliczona zgodnie z:

a) art. 39a ust. 5 z uwzględnieniem art. 39a ust. 7 i 11,

b) art. 83q ust. 4 z uwzględnieniem art. 83q ust. 6 i 10,

5) stanowiąca podstawę do obliczenia ujemnego salda dla wytwórcy, o którym mowa w:

a) art. 70c ust. 6 pkt 1,

b) art. 83n ust. 2

– 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”.”,

c) ust. 11^1 otrzymuje brzmienie:

„11^1. Ilość biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii i wprowadzonego do sieci gazowej, 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 albo art. 83t ust. 2, 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.”,

d) po ust. 11^1 dodaje się ust. 11^2 i 11^3 w brzmieniu:

„11^2.W przypadku gdy przed punktem wejścia biometanu do sieci gazowej zainstalowano urządzenia służące do przystosowania parametrów jakościowych biometanu do parametrów jakościowych paliw gazowych przesyłanych tą siecią przez dodanie do niego gazów, które nie zostały wytworzone z biomasy, ilość biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii i wprowadzonego do sieci gazowej, wyrażoną 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 albo art. 83t ust. 2, 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 mierzących wyłącznie strumień wytworzonego biometanu przed dodaniem do niego gazów, które nie zostały wytworzone z biomasy.

11^3. Dostęp do danych pochodzących ze wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w ust. 11^1 i 11^2, otrzymuje także operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w celu weryfikacji wniosków, o których mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3.”,

e) 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:

1) energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii określonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych w punkcie wejścia do sieci, przy czym dane dotyczące energii elektrycznej są przekazywane także sprzedawcy zobowiązanemu;
2) biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu i wprowadzonego do sieci gazowej, określonej zgodnie z ust. 11^1 albo 11^2.";

42) w art. 93:

a) w ust. 2:

– we wprowadzeniu do wyliczenia wyrazy „oraz wytwórca biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1, w celu sprzedaży biometanu wybranemu podmiotowi w okresie określonym w art. 83p," zastępuje się wyrazami „ ‚wytwórca biometanu, o którym mowa w art. 83l ust. 1, w celu sprzedaży biometanu wybranemu podmiotowi w okresie określonym w art. 83p oraz wytwórca, o którym mowa w art. 83t ust. 2, którego oferta wygrała aukcję biometanu,",

– w pkt 1 lit. b otrzymuje brzmienie:

„b) biometanu objętego ofertą, o której mowa w art. 83zb, oraz podlegającego sprzedaży, o której mowa w art. 83l ust. 1",

– w pkt 2 lit. b otrzymuje brzmienie:

„b) biometanu wytworzonego z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu sprzedanego w danym miesiącu, jako iloczyn ilości biometanu, o której mowa w pkt 1 lit. b, i średniej dziennej ceny stanowiącej średnią ważoną wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych cenę gazu ziemnego wysokometanowego dostarczanego do Krajowego Systemu Przesyłowego, zawartych na instrumencie z dostawą w najbliższym okresie 24 godzin liczonych od godziny 06.00 dnia następnego po czasie zawarcia transakcji giełdowej",

– w pkt 3:

– – we wprowadzeniu do wyliczenia wyrazy „w terminie 15 dni po zakończeniu miesiąca, sprawozdania miesięcznego zawierającego informacje, o których

mowa w pkt 1 i 2” zastępuje się wyrazami „w terminie 15 dni po zakończeniu miesiąca, sprawozdania miesięcznego za poprzedni miesiąc zawierającego informacje o ilości energii elektrycznej lub biometanu, o których mowa w pkt 1, oraz informacje, o których mowa w pkt 2”,

– – w lit. a i b wyrazy „art. 39 ust. 5 albo 7” zastępuje się wyrazami „art. 39 ust. 5, 7 albo 11”,

– – w lit. d i e po wyrazach „art. 39a ust. 7” dodaje się wyrazy „albo 11”,

– – lit. g otrzymuje brzmienie:

„g) stałej ceny zakupu biometanu obliczonej zgodnie z art. 83q ust. 4, z uwzględnieniem art. 83q ust. 6 albo 10, albo”,

– – dodaje się lit. h w brzmieniu:

„h) ceny zawartej w ofercie, o której mowa w art. 83zb, która wygrała aukcję biometanu, skorygowanej zgodnie z art. 83zf ust. 5, 7 albo 12, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10, oraz z uwzględnieniem ust. 4a i 6a;”,

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

„2a. Na żądanie operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, wytwórca przedstawia w ciągu 7 dni kopię dokumentacji, o której mowa w ust. 2 pkt 1 oraz art. 25 pkt 4.”,

c) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Podmiot, o którym mowa w art. 64 ust. 1 pkt 1, publikuje na swojej stronie internetowej średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny:

1) energii elektrycznej z prowadzonego przez siebie rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą energii elektrycznej w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji giełdowych sesyjnych – dla każdej godziny dostawy energii elektrycznej;

2) gazu ziemnego wysokometanowego dostarczanego do Krajowego Systemu Przesyłowego, zawartych na instrumencie z dostawą w najbliższym okresie 24 godzin liczonych od godziny 06.00 dnia następnego względem dnia zawarcia transakcji – dla każdego okresu tych 24 godzin.”,

d) ust. 3a–3c otrzymują brzmienie:

„3a. Do obliczenia wartości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 2 pkt 2 lit. a, w przypadku jej wytworzenia z paliw z biomasy w instalacjach, o których

mowa w art. 135a ust. 8, lub z biopłynów w instalacji odnawialnego źródła energii, wytwórca wykazuje jedynie tę część energii elektrycznej wytworzonej z paliw z biomasy lub z biopłynów, które spełniają kryteria zrównoważonego rozwoju określone w art. 28ba–28bcb i art. 28bcc ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz kryteria ograniczenia emisji gazów cieplarnianych określone w art. 135a ust. 2 lub 3 odpowiednio dla biopłynów lub paliw z biomasy.

3b. Do obliczenia wartości biometanu, o której mowa w ust. 2 pkt 2 lit. b:

1) wytwórca wykazuje jedynie tę ilość biometanu z odnawialnych źródeł energii, która została wytworzona z surowców, biogazu lub biogazu rolniczego umożliwiających spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju określonych w art. 28ba–28bcb i art. 28bcc ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych;
2) w przypadku gdy przed punktem wejścia biometanu do sieci gazowej zainstalowano urządzenia służące do przystosowania parametrów jakościowych biometanu do parametrów jakościowych paliw gazowych przesyłanych tą siecią przez dodanie do niego gazów, które nie zostały wytworzone z biomasy, wytwórca nie wykazuje ilości tych gazów.

3c. W przypadku energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej paliwa z biomasy w instalacjach, o których mowa w art. 135a ust. 8, lub biopłyny w instalacji odnawialnego źródła energii, lub biometan w instalacji odnawialnego źródła energii do wniosku o pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w ust. 2 pkt 3, wytwórca dołącza informację określającą nazwę administratora systemu certyfikacji oraz jednostki certyfikującej w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 34 i 35 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, która wystawiła certyfikat, oraz numer tego certyfikatu wraz z datą wystawienia i terminem jego ważności.”,

e) w ust. 4 użyte dwukrotnie wyrazy „ust. 3” zastępuje się wyrazami „ust. 3 pkt 1”,

f) ust. 4a otrzymuje brzmienie:

„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 okresach, o których mowa w ust. 3 pkt 2, dla których średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny gazu ziemnego, o których mowa w ust. 3 pkt 2, były niższe niż 0 złotych za 1 MWh.”,

g) w ust. 6 użyte dwukrotnie wyrazy „ust. 3” zastępuje się wyrazami „ust. 3 pkt 1”,

h) ust. 6a otrzymuje brzmienie:

„6a. W celu określenia ilości biometanu wytworzonego w okresach, o których mowa w ust. 3 pkt 2, dla których średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny gazu ziemnego, o których mowa w ust. 3 pkt 2,były niższe niż 0 złotych za 1 MWh, 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 okresie, o którym mowa w ust. 4a, przy założeniu, że instalacja ta pracowała w tym czasie z pełną wydajnością.”,

i) w ust. 9 w pkt 5 po wyrazach „art. 83l ust. 1” dodaje się wyrazy „lub art. 83t ust. 2”,

j) w ust. 12:

– wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„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 albo art. 83zg 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, art. 83p lub art. 83ze, jest zwracane w terminie 6 miesięcy od dnia zakończenia danego okresu operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, przez:”,

– w pkt 5 po wyrazach „art. 83l ust. 1” dodaje się wyrazy „lub art. 83t ust. 2”,

k) po ust. 18 dodaje się ust. 18a w brzmieniu:

„18a. Operator systemu elektroenergetycznego informuje operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, oraz Prezesa URE o ilości energii zaliczonej do realizacji zobowiązania wynikającego z danego systemu wsparcia w terminie do końca miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło wykonanie polecenia, o którym mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne.”;

43) w art. 93a:

a) w ust. 1 wyrazy „oraz poza procesami wysokosprawnej kogeneracji” zastępuje się wyrazami „ , poza procesami wysokosprawnej kogeneracji, a także ilości energii wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej z wysokosprawnej kogeneracji”,

b) w ust. 2 po wyrazach „poza procesem wysokosprawnej kogeneracji” dodaje się wyrazy „oraz ilość energii wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej z wysokosprawnej kogeneracji”,

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

„2a. Wytwórca energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 1, może zwrócić nienależnie wypłaconą pomoc publiczną, obliczoną zgodnie z ust. 4, na rachunek bankowy operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie 3 miesięcy od dnia 16 marca danego roku.”,

d) w ust. 3 po wyrazach „rozlicza nienależnie wypłaconą pomoc publiczną” dodaje się przecinek i wyrazy „która nie została zwrócona zgodnie z ust. 2a, wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie naliczonymi od dnia następującego po upływie terminu, o którym mowa w ust. 2a”,

e) ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Kwotę wynikającą z nienależnie wypłaconej pomocy publicznej, o której mowa w ust. 3, oblicza się według następującego wzoru:

$$\mathrm{Nkoge} = (\mathrm{Aws} - \mathrm{Awsk}) * (\mathrm{Csko} - \mathrm{Csbk}),$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Nkoge – nienależnie wypłaconą pomoc publiczną wynikającą z braku możliwości zakwalifikowania energii elektrycznej jako energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w wysokosprawnej kogeneracji,

Aws – ilość energii elektrycznej wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej, o której mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3,

Awsk – ilość energii elektrycznej wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej z wysokosprawnej kogeneracji, przy czym, jeżeli Awsk jest większe od Aws, należy przyjąć, że różnica między Aws a Awsk wynosi 0,

Csko – skorygowaną cenę energii elektrycznej dla instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz lub biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, o której mowa w art. 77

ust. 5 pkt 1a, 2a, 3a, 4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a albo art. 83g ust. 3 pkt 2, 4, 6, 8, 11, 13, 15, 17 lub 19,

Csbk – skorygowaną cenę 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 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.”;

44) w art. 94:

a) w ust. 1 w pkt 1 w lit. e po wyrazach „art. 83l ust. 1” dodaje się wyrazy „oraz art. 83t ust. 2”,

b) ust. 1a otrzymuje brzmienie:

„1a. Operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, przekazuje Prezesowi URE informację o ilości:

1) energii elektrycznej sprzedanej przez poszczególnych wytwórców z podziałem na instalacje w ramach systemu aukcyjnego 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, o ilości energii wytworzonej i wprowadzonej do sieci w godzinach dostawy, dla której średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej z rynku były niższe niż 0 złotych za 1 MWh, oraz o ilości energii, o której mowa w art. 93 ust. 18,

2) biometanu sprzedanego w ramach systemu wsparcia, o którym mowa w art. 83l ust. 1, oraz w ramach aukcji biometanu oraz o ilości biometanu wytworzonego w godzinach dostawy, gdy ceny gazu ziemnego, o których mowa w art. 93 ust. 3 pkt 2, w okresie kolejnych 24 godzin liczonych od godziny 06.00 dnia następnego względem dnia zawarcia transakcji, o których mowa w art. 93 ust. 3 pkt 2, dla których średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny gazu ziemnego, były niższe niż 0 złotych za 1 MWh

– do dnia 30 kwietnia danego roku kalendarzowego, za rok poprzedni.”,

c) w ust. 2 po pkt 4b dodaje się pkt 4c w brzmieniu:

„4c) maksymalną ilość biometanu, która może zostać sprzedana w drodze aukcji biometanu w następnym roku kalendarzowym, określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 83u ust. 5;”;

45) w art. 121:

a) w ust. 1 po wyrazach „na pisemny” dodaje się wyrazy „lub elektroniczny”,

b) w ust. 3 w pkt 4 wyraz „6” zastępuje się wyrazem „12”,

c) w ust. 5 w pkt 2 i 3 po wyrazach „operator systemu przesyłowego gazowego” dodaje się wyrazy „– w zakresie danych, o których mowa w ust. 3 pkt 1 i 3,”,

d) w ust. 7 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) wprowadzanego do sieci gazowej – ilość biometanu potwierdzoną przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego, do którego sieci został wprowadzony biometan, określoną zgodnie z art. 92 ust. 11^1 albo 11^2;”;

46) w art. 124 w ust. 10 wyrazy „Posiadacz gwarancji pochodzenia, o której mowa w art. 123 ust. 1, wraz z” zastępuje się wyrazami „Wytwórca albo inny podmiot, na rzecz którego wytwórca zbył gwarancję pochodzenia, zwany dalej „posiadaczem gwarancji pochodzenia”, wraz z pisemnym lub elektronicznym”;

47) w art. 124a w ust. 2 skreśla się wyrazy „ , rozumiany jako wytwórca albo inny podmiot na rzecz którego wytwórca zbył gwarancję pochodzenia,”;

48) w art. 136:

a) w ust. 3:

– w pkt 1 uchyla się lit. b–e,

– w pkt 3 po wyrazach „w zakresie dotyczącym instalowania danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii” dodaje się wyrazy:

„albo posiada dyplom ukończenia studiów w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii albo urządzeń i instalacji sanitarnych, energetycznych, elektroenergetycznych, grzewczych, chłodniczych, cieplnych i klimatyzacyjnych lub elektrycznych;”,

b) w ust. 4 w pkt 1 skreśla się wyraz „lub” i uchyla się pkt 2;

49) w art. 138 w ust. 2 w pkt 1 skreśla się wyrazy „ust. 3 pkt 1 lit. b, c, d lub e albo w”;

50) w art. 168:

a) w pkt 15:
   – w lit. a i b po wyrazach „w ofercie” dodaje się wyrazy „ , a w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę albo biogaz, albo biogaz rolniczy – poniżej 65 % ilości tej energii określonej w ofercie”,
   – w części wspólnej po wyrazach „w art. 83 ust. 3b” dodaje się wyrazy „ , przy czym na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży zalicza się również ilość energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii w godzinach dostawy, o których mowa w art. 93 ust. 3, dla których średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej z rynku, o którym mowa w art. 93 ust. 3, były niższe niż 0 złotych za 1 MWh”,

b) po pkt 15 dodaje się pkt 15a w brzmieniu:
   „15a) po wypełnieniu zobowiązania, o którym mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 9, dokonał sprzedaży biometanu w aukcji biometanu poniżej 60 % ilości tego biometanu określonej w ofercie, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83zg ust. 2, z wyłączeniem przypadków, w których do sprzedaży biometanu w ramach aukcji biometanu nie doszło w następstwie okoliczności, wymienionych w art. 83zg ust. 3, przy czym na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży zalicza się również ilość biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii w okresach, o których mowa w art. 93 ust. 3 pkt 2, dla którego średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny gazu ziemnego, o których mowa w art. 93 ust. 3 pkt 2, były niższe niż 0 złotych za 1 MWh;”,

c) pkt 16 otrzymuje brzmienie:
   „16) nie przekazuje w terminie Prezesowi URE informacji, o której mowa w art. 39 ust. 7, 9 i 11, art. 39a ust. 7, 9 i 11, art. 70b ust. 11a, art. 83 ust. 1 pkt 2 i 5, art. 83m ust. 11, art. 83q ust. 6, 8 i 10, art. 83zd ust. 10, art. 83zf ust. 7 i 10 i art. 83zg ust. 1, lub przekazuje nieprawdziwą informację;”,

d) po pkt 16a dodaje się pkt 16b w brzmieniu:
   „16b) nie przekazuje w terminie Prezesowi URE dokumentów, o których mowa w art. 70b ust. 11^{1};”,

e) w pkt 22 wyrazy „art. 35 ust. 1 pkt 6 lub art. 38m pkt 2” zastępuje się wyrazami „lub art. 35 ust. 1 pkt 6”;

51) w art. 170:

a) w ust. 2a wyrazy „w przypadku określonym w art. 168 pkt 1” zastępuje się wyrazami „w przypadkach określonych w art. 168 pkt 1–5, 7, 9a, 10, 11a i 25”,

b) w ust. 4 w pkt 2 wyrazy „16, 16a” zastępuje się wyrazami „16–16b”,

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

„6a. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadku, o którym mowa w art. 168 pkt 15a, oblicza się według wzoru:

$$K_O = 0{,}5 \text{ x } [Csz \text{ x } (E_{OA} - E_{WA})],$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

K_O – wysokość kary pieniężnej wyrażoną w złotych,

Csz – cenę skorygowaną, wyrażoną w złotych za MWh energii zawartej w biometanie, zwaloryzowaną zgodnie z art. 92 ust. 10, stanowiącą podstawę wypłaty ujemnego salda obliczonego zgodnie z art. 93 ust. 2 pkt 3, w wysokości obowiązującej wytwórcę w ostatnim dniu okresu rozliczeniowego określonego w art. 83zg ust. 2,

E_{OA} – ilość biometanu, jaką wytwórca zobowiązał się wytworzyć, wprowadzić do sieci i sprzedać po zamknięciu sesji aukcji biometanu, w okresie rozliczeniowym określonym w art. 83zg ust. 2, wyrażoną w MWh energii zawartej w biometanie,

E_{WA} – ilość biometanu sprzedanego w ramach aukcji biometanu w okresie rozliczeniowym określonym w art. 83zg ust. 2, wyrażoną w MWh energii zawartej w biometanie.”;

52) w rozdziale 10a po art. 184p dodaje się art. 184q i art. 184r w brzmieniu:

„Art. 184q. 1. Wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie energię promieniowania słonecznego, który wygrał aukcję, o której mowa w art. 72 ust. 1, oraz któremu przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, może złożyć do operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, wniosek o zastosowanie do rozliczenia ujemnego salda innych zasad niż określone w art. 93 ust. 2.

2. Prawo do rozliczenia ujemnego salda na zasadach innych niż określone w art. 93 ust. 2 przysługuje wytwórcy, o którym mowa w ust. 1, przez okres 12 następujących po sobie miesięcy kalendarzowych od pierwszego dnia miesiąca kalendarzowego

następującego po upływie miesiąca od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 1, ale niedłużej niż do dnia 31 grudnia 2027 r., pod warunkiem, że energia elektryczna z instalacji tego wytwórcy będzie w tym czasie wprowadzana do sieci z mocą niewyższą niż 50 % mocy zainstalowanej tej instalacji.

3. Operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, informuje operatora systemu elektroenergetycznego, do którego sieci przyłączona jest instalacja wytwórcy, który złożył wniosek, o którym mowa w ust. 1, o złożeniu tego wniosku w terminie 14 dni od dnia jego złożenia.

4. Wytwórca, który złożył wniosek, o którym mowa w ust. 1, w celu sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii jest obowiązany do:

1) prowadzenia dokumentacji w podziale na okresy rozliczenia niezbilansowania, obejmującej wszystkie następujące po sobie doby, dotyczącej wyrażonej w kWh ilości energii elektrycznej objętej ofertą, o której mowa w art. 79, wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, sprzedanej w danym miesiącu, oraz cen wyrażonych w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, z uwzględnieniem wskazania daty pierwszego wprowadzenia tej energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej;
2) obliczenia wartości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii sprzedanej w danym miesiącu, przy czym wartość ta stanowi sumę iloczynów ilości energii elektrycznej w każdym z okresów niezbilansowania, o których mowa w pkt 1, i średniej ceny energii elektrycznej w tym okresie niezbilansowania, stanowiącej średnią ważoną wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych cen energii elektrycznej dla tego okresu niezbilansowania, z instrumentów dla samego tego okresu niezbilansowania oraz z instrumentów godzinowych obejmujących ten okres, 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, prowadzonym przez podmiot, o którym mowa w art. 64 ust. 1 pkt 1;
3) przekazywania operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie 15 dni po zakończeniu miesiąca, sprawozdania miesięcznego zawierającego informacje o ilościach energii elektrycznej, o których mowa w pkt 1, i informacje, o których mowa w pkt 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 ceny zawartej w ofercie, o której mowa w art. 79, która wygrała aukcję:

a) skorygowanej zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7,

b) 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 art. 93 ust. 4 i 6.

5. Ilość energii elektrycznej określoną w sprawozdaniu, o którym mowa w ust. 4 pkt 3, uwzględnia się w rozliczeniu obowiązku, o którym mowa w art. 83 ust. 2.

6. Wytwórca, o którym mowa w ust. 2, który wygrał aukcję, o której mowa w art. 72 ust. 1, od ilości energii elektrycznej obliczonej zgodnie z ust. 4 pkt 2 odejmuje ilość energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii w okresach niezbilansowania, o których mowa w ust. 7, dla których średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej z rynku, o którym mowa w ust. 7, były niższe niż 0 złotych za 1 MWh.

7. Podmiot, o którym mowa w art. 64 ust. 1 pkt 1, publikuje na swojej stronie internetowej średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej z prowadzonego przez siebie rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą energii elektrycznej w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji giełdowych sesyjnych, dla każdego okresu niezbilansowania, z uwzględnieniem instrumentów odpowiadających danemu okresowi niezbilansowania oraz instrumentów godzinowych obejmujących ten okres.

8. Do wyliczenia ujemnego salda na podstawie wartości energii elektrycznej obliczonej zgodnie z ust. 4 pkt 2 stosuje się odpowiednio przepisy art. 93 ust. 9, 11, 12 i 14–19.

9. Wytwórca, który korzysta z rozliczenia ujemnego salda na podstawie wartości energii elektrycznej obliczonej zgodnie z ust. 4 pkt 2, nie traci prawa do tego rozliczenia w przypadku, gdy energia elektryczna z instalacji tego wytwórcy została wprowadzana do sieci z mocą wyższą niż 50 % mocy zainstalowanej tej instalacji 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 w następstwie okoliczności, do których nie przyczynił się wytwórca, 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) klęski żywiołowe, w tym katastrofę naturalną w rozumieniu ustawy z dnia 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej,
   b) wojnę, działania wojenne, akty terroryzmu, zamieszki, awarię 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.

10. W przypadku niedotrzymania przez wytwórcę warunku, o którym mowa w ust. 2, operator systemu elektroenergetycznego wzywa go do złożenia wyjaśnień w terminie 5 dni roboczych od dnia otrzymania tego wezwania.

11. W przypadku nieotrzymania wyjaśnień, o których mowa w ust. 10, lub gdy z otrzymanych wyjaśnień lub faktów znanych operatorowi wynika, że niedotrzymanie warunku, o którym mowa w ust. 2, nie zaistniało w wyniku okoliczności, o których mowa w ust. 9, operator systemu elektroenergetycznego, w terminie 7 dni od dnia upływu terminu na złożenie wyjaśnień, informuje operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, o niedotrzymaniu tego warunku.

12. Z uwzględnieniem ust. 9, niespełnienie warunku, o którym mowa w ust. 2, skutkuje utratą przez wytwórcę prawa do rozliczania ujemnego salda na podstawie wartości energii elektrycznej, obliczonej zgodnie z ust. 4 pkt 2, na okres 12 następujących po sobie miesięcy kalendarzowych od pierwszego dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, otrzymał informację, o której mowa w ust. 11.

13. Wytwórca, który utracił prawo do rozliczenia ujemnego salda na podstawie wartości energii elektrycznej, obliczonej zgodnie z ust. 4 pkt 2, na skutek niedotrzymania warunku, o którym mowa w ust. 2, może ponownie złożyć wniosek, o którym mowa w ust. 1, niewcześniej niż po upływie 12 następujących po sobie miesięcy kalendarzowych od pierwszego dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym operator rozliczeń

energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, otrzymał informację, o której mowa w ust. 11.

14. Wytwórcy, który utracił prawo do rozliczenia ujemnego salda na podstawie wartości energii elektrycznej, obliczonej zgodnie z ust. 4 pkt 2, przysługuje prawo do rozliczania ujemnego salda na zasadach określonych w art. 93 ust. 2, od pierwszego dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym utracił prawo do rozliczenia ujemnego salda na podstawie wartości energii elektrycznej obliczonej zgodnie z ust. 4 pkt 2.

Art. 184r. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, do dnia 31 maja 2027 r., maksymalne ilości i wartości biometanu, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji biometanu w 2027 r., biorąc pod uwagę:

1) politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział biometanu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w elektroenergetyce, w ciepłownictwie oraz w transporcie;
2) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu gazowego i 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 biometanu z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy.”.

Art. 2. W ustawie z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych (Dz. U. z 2026 r. poz. 592, 779 i 846) w art. 14 w ust. 2 w pkt 14 uchyla się lit. b.

Art. 3. W ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2026 r. poz. 524, 605 i 646) po art. 9 dodaje się art. 9a w brzmieniu:

„Art. 9a. Przepisów art. 9 nie stosuje się do gazociągu bezpośredniego w rozumieniu art. 3 pkt 11e ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu.”.

Art. 4. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2026 r. poz. 43, 516 i 607) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 3 pkt 3a otrzymuje brzmienie:

„3a) paliwa gazowe:

a) gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny oraz propan-butan lub inne rodzaje gazu palnego, dostarczane za pomocą sieci gazowej,

b) biometan, biogaz i biogaz rolniczy

– niezależnie od ich przeznaczenia, również gdy zawierają domieszkę wodoru;”;

2) w art. 7:

a) w ust. 2a w pkt 2 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 3 i 4:

„3) termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci gazowej biometanu wytworzonego w tej instalacji, przy czym termin ten nie może być dłuższy niż 60 miesięcy od dnia zawarcia tej umowy;

4) niedostarczenie po raz pierwszy do sieci gazowej biometanu wytworzonego w tej instalacji we wskazanym w umowie terminie jest podstawą wypowiedzenia umowy o przyłączenie.”,

b) w ust. $8d^5$ w pkt 1 po wyrazach „i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji” dodaje się wyrazy „ , a w przypadku przyłączania wraz z tą mikroinstalacją magazynu energii elektrycznej, również moc zainstalowaną elektryczną tego magazynu”,

c) ust. $8d^{12}$ otrzymuje brzmienie:

„$8d^{12}$. W przypadku przyłączenia do sieci dystrybucyjnej mikroinstalacji z magazynem energii elektrycznej, do mocy zainstalowanej mikroinstalacji, o której mowa w ust. $8d^4$, nie wlicza się mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej, o ile:

1) moc zainstalowana magazynu energii elektrycznej jest niewiększa niż 2,2-krotność mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji oraz

2) łączna moc, która może być wprowadzana do sieci dystrybucyjnej przez mikroinstalację z magazynem energii elektrycznej, jest niewiększa niż moc zainstalowana elektryczna mikroinstalacji.”;

3) w art. 7a dodaje się ust. 5–7 w brzmieniu:

„5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, przed udzieleniem zgody, o której mowa w ust. 3, na budowę gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, ustala, czy gazociąg ten będzie dostarczał biogaz, biogaz

rolniczy lub biometan bezpośrednio do instalacji odbiorcy z pominięciem systemu gazowego.

6. Do udzielania zgody, o której mowa w ust. 3, na budowę gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu nie stosuje się przesłanek wymienionych w ust. 4.

7. Podmiot posiadający tytuł prawny do gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu informuje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o:

1) rozpoczęciu dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu tym gazociągiem – w terminie 30 dni od dnia rozpoczęcia dostarczania;
2) zaprzestaniu eksploatacji lub likwidacji tego gazociągu – w terminie 14 dni od dnia wystąpienia danego zdarzenia.”;

4) po art. 7a dodaje się art. 7a[1] w brzmieniu:

„Art. 7a[1]. 1. Podmiot posiadający tytuł prawny do gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu zapewnia:

1) prawidłową eksploatację tego gazociągu oraz procedury postępowania w sytuacjach awaryjnych uwzględniające odmienne od gazu ziemnego właściwości biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu;
2) dotrzymanie parametrów jakościowych biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu dostarczanych tym gazociągiem.

2. Podmiot wprowadzający biogaz, biogaz rolniczy lub biometan do gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu zapewnia dotrzymanie parametrów jakościowych biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu w miejscu wprowadzenia biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu do tego gazociągu.

3. Podmioty, o których mowa w ust. 1 i 2, dokonują pomiarów parametrów jakościowych biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu dostarczanych gazociągiem bezpośrednim służącym do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu.

4. W przypadku gdy wyniki pomiarów, o których mowa w ust. 3, wykażą niespełnienie któregokolwiek z badanych parametrów jakościowych biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, podmiot posiadający tytuł prawny do gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu

wstrzymuje, do czasu spełnienia tych parametrów, odbiór biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu.

5. Spełnianie parametrów jakościowych biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu w przypadku, o którym mowa w ust. 4, potwierdza się wynikiem pomiarów, o których mowa w ust. 3.

6. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, parametry jakościowe biogazu, biogazu rolniczego oraz biometanu dostarczanych gazociągiem bezpośrednim służącym do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu oraz sposoby ich pomiarów i rejestracji, biorąc pod uwagę bezpieczeństwo użytkowania oraz wpływ tego gazociągu na środowisko i zdrowie ludzi.”;

5) w art. 9g:

a) w ust. 2 dodaje się zdanie drugie w brzmieniu:

„Operator systemu przesyłowego gazowego i operator systemu dystrybucyjnego gazowego stosują przepis zdania pierwszego również do informowania podmiotów zajmujących się wytwarzaniem paliw gazowych, które złożyły do tych operatorów wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci gazowej.”,

b) w ust. 7 w zdaniu pierwszym, ust. 8 w zdaniu pierwszym, ust. 8b i 8c po wyrazach „użytkowników systemu” dodaje się wyrazy „podmioty, o których mowa w ust. 2 w zdaniu drugim,”,

c) w ust. 8d w pkt 1 po wyrazach „użytkowników systemu” dodaje się wyrazy „i podmiotów, o których mowa w ust. 2 w zdaniu drugim,”;

6) w art. 23 w ust. 2 w pkt 18b w lit. l średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. m w brzmieniu:

„m) funkcjonowania gazociągów bezpośrednich służących do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu;”;

7) w art. 56:

a) w ust. 1 po pkt 6be dodaje się pkt 6bf w brzmieniu:

„6bf) nie przekazuje Prezesowi URE informacji, o których mowa w art. 7a ust. 7, w terminach określonych w tym przepisie;”,

b) w ust. 2g w pkt 1 po wyrazach „pkt 6a,” dodaje się wyraz „6bf,”.

Art. 5. W ustawie z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2026 r. poz. 538, 781, 864 i 912) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 2 w pkt 35 w lit. b kropkę zastępuje się średnikiem oraz dodaje się pkt 36–38 w brzmieniu:

„36) „elektrowni wiatrowej” – należy przez to rozumieć elektrownię wiatrową w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 317 oraz z 2026 r. poz. …), zwanej dalej „ustawą o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych”;

37) „całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej” – należy przez to rozumieć całkowitą wysokość elektrowni wiatrowej w rozumieniu art. 2 pkt 3 ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych;

38) „gminie pobliskiej” – należy przez to rozumieć gminę pobliską w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych.”;

2) po art. 15 dodaje się art. 15a w brzmieniu:

„Art. 15a. 1. Plan miejscowy, na podstawie którego ma być lokalizowana elektrownia wiatrowa:

1) określa maksymalną całkowitą wysokość elektrowni wiatrowej, maksymalną średnicę wirnika wraz z łopatami i maksymalną liczbę elektrowni wiatrowych;

2) sporządza się co najmniej dla obszaru położonego w granicach gminy, w której jest lokalizowana elektrownia wiatrowa, znajdującego się w odległości, o której mowa w art. 4 ust. 1 ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych.

2. Obowiązku sporządzania planu miejscowego, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, nie stosuje się do obszaru, na którym obowiązuje plan miejscowy, który uniemożliwia zabudowę budynkami mieszkalnymi lub budynkami o funkcji mieszanej w rozumieniu art. 2 pkt 6 ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych.

3. W uzasadnieniu dołączanym do projektu uchwały o przystąpieniu do sporządzania planu miejscowego, na podstawie którego ma być lokalizowana elektrownia wiatrowa, zamieszcza się w szczególności przewidywaną na dzień sporządzenia tego uzasadnienia maksymalną całkowitą wysokość elektrowni wiatrowej, maksymalną średnicę wirnika wraz z łopatami i maksymalną liczbę elektrowni wiatrowych, które zostaną określone w tym planie.

4. Plan miejscowy sporządza również gmina pobliska co najmniej dla położonego na jej terenie obszaru znajdującego się w odległości 700 m od elektrowni wiatrowej. Przepis ust. 2 stosuje się odpowiednio.”;

3) w art. 27b w ust. 1 w pkt 1 skreśla się wyrazy „w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 317)”;

4) w art. 37ea po ust. 2a dodaje się ust. 2b w brzmieniu:

„2b. W przypadku sporządzania przez gminę pobliską zintegrowanego planu inwestycyjnego, na podstawie art. 15a ust. 4, przepisu ust. 2 nie stosuje się do tego planu.”;

5) w art. 37eb po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:

„3a. W przypadku gdy projekt zintegrowanego planu inwestycyjnego przewidującego lokalizację elektrowni wiatrowej nie spełnia wymagań określonych w art. 15a ust. 1, przepisy ust. 2 i 3 stosuje się odpowiednio.”;

6) w art. 37ec:

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

„5a. W przypadku gdy zintegrowany plan inwestycyjny przewiduje lokalizację elektrowni wiatrowej:

1) stosuje się art. 6a–6f ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, z tym, że ilekroć w tych przepisach jest mowa o podjęciu uchwały o przystąpieniu do sporządzania planu miejscowego, należy przez to rozumieć wyrażenie zgody na przystąpienie do sporządzenia zintegrowanego planu inwestycyjnego;

2) wójt, burmistrz albo prezydent miasta dokonując udostępnienia, o którym mowa w ust. 2 pkt 3, udostępnia wykaz wniosków, o którym mowa w art. 8k ust. 1;

3) przepisu ust. 5 nie stosuje się.”,

b) w ust. 6 skreśla się wyrazy „w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych”;

7) w art. 37ed po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:

„1a. Obowiązku realizacji inwestycji uzupełniającej, o którym mowa w ust. 1, nie stosuje się w przypadku zintegrowanego planu inwestycyjnego sporządzanego przez gminę pobliską, na podstawie art. 15a ust. 4.”.

Art. 6. W ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 317) wprowadza się następujące zmiany:

1) uchyla się art. 7;

2) po art. 7 dodaje się art. 7^1 w brzmieniu:

„Art. 7[1]. W przypadku gdy w gminie pobliskiej nie został uchwalony plan miejscowy dla obszaru w odległości równej lub mniejszej niż 700 metrów od elektrowni wiatrowej lokalizowanej na terenie innej gminy albo dla tego obszaru obowiązuje plan miejscowy, który umożliwia zabudowę budynkami mieszkalnymi lub budynkami o funkcji mieszanej, organ administracji architektoniczno-budowlanej odmawia wydania pozwolenia na budowę dla tej elektrowni wiatrowej.”;

3) w art. 15 w ust. 10 wyrazy „art. 7” zastępuje się wyrazami „art. 15a ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym”.

Art. 7. W ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2025 r. poz. 602 oraz z 2026 r. poz. 516 i 900) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 2 uchyla się pkt 40;
2) w art. 11 w pkt 2 uchyla się lit. b;
3) w art. 14 w ust. 2 w pkt 1 uchyla się lit. c;
4) w art. 94 w ust. 1 w pkt 2 uchyla się lit. b.

Art. 8. W ustawie z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2026 r. poz. 793) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 214 w ust. 1 w pkt 10 skreśla się wyrazy „ , świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”;
2) w art. 364 w ust. 1 w pkt 1 skreśla się wyrazy „lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego”.

Art. 9. W ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093, z późn. zm.[4)]) w art. 7 w pkt 14 lit. c otrzymuje brzmienie:

„c) 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:

---

4) Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2021 r. poz. 1505, 1642, 2269 i 2376, z 2022 r. poz. 1, 1967 i 2243, z 2023 r. poz. 1113, 1506, 1681 i 1762 oraz z 2025 r. poz. 759.

1) energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii określonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych w punkcie wejścia do sieci, przy czym dane dotyczące energii elektrycznej:
   a) są przekazywane także sprzedawcy zobowiązanemu,
   b) operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje w formie elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 69 ustawy – Prawo energetyczne;
2) biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu i wprowadzonego do sieci gazowej określonej zgodnie z ust. 11^1 albo 11^2”,”.

Art. 10. W ustawie z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 2376, z 2022 r. poz. 467, z 2023 r. poz. 1762, z 2024 r. poz. 859 oraz z 2025 r. poz. 759) w art. 8a w ust. 1 wyrazy „art. 5 ust. 1a–1c i 2–4, art. 6a ust. 1 pkt 1 lit. a, art. 18a, art. 22a, art. 40 ust. 1a–1b i 1d, art. 41 ust. 1 i 21 ustawy zmienianej w art. 1 oraz art. 3 pkt 55a, art. 6c ust. 1a i 4, art. 9 ust. 4a i art. 31a ust. 1 i 3 ustawy zmienianej w art. 3 stosuje się od dnia 20 października 2026 r.” zastępuje się wyrazami „art. 5 ust. 1a–1c, 2–4, 5 i 6, art. 6a ust. 1 pkt 1 lit. a, art. 18a, art. 22a, art. 40 ust. 1a–1b i 1d, art. 41 ust. 1 i 21 ustawy zmienianej w art. 1 oraz art. 3 pkt 55a, art. 6c ust. 1a i 4, art. 9 ust. 4a i art. 31a ust. 1 i 3 ustawy zmienianej w art. 3 stosuje się od dnia 1 stycznia 2027 r.”.

Art. 11. W ustawie z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 553, z 2024 r. poz. 859 oraz z 2025 r. poz. 759) w art. 22 i art. 24 wyrazy „20 października 2026 r.” zastępuje się wyrazami „1 stycznia 2027 r.”.

Art. 12. W ustawie z dnia 21 maja 2025 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii i innych ustaw (Dz. U. poz. 759) w art. 16 w pkt 5 po wyrazach „2026 r.” dodaje się wyrazy „ , przy czym, art. 4 pkt 1 lit. b tiret pierwsze, w zakresie, w jakim dotyczy art. 6g ustawy zmienianej w art. 7, wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2027 r.”.

Art. 13. Wytwórca energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji będący osobą fizyczną wpisaną do ewidencji producentów, o której mowa w przepisach o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności, o którym mowa w art. 19 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, będący stroną umowy, o której mowa w art. 5 ustawy zmienianej w art. 4, stanowiącej podstawę realizacji obowiązku zakupu energii elektrycznej, o którym mowa w art. 41 ust. 1, art. 42 ust. 1, art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, zawartej przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, w terminie 60 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy informuje sprzedawcę energii elektrycznej o swoim numerze identyfikacyjnym, o którym mowa w art. 12 ust. 1 ustawy z dnia 18 grudnia 2003 r. o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności (Dz. U. z 2026 r. poz. 610).

Art. 14. 1. Na wniosek spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy zmienianej w art. 1 wytwarzającej energię elektryczną lub biogaz, biogaz rolniczy lub biometan, lub ciepło w instalacjach odnawialnego źródła energii o mocy większej niż 200 kW i mniejszej niż 400 kW, złożony niepóźniej niż 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, sprzedawca zobowiązany, o którym mowa w art. 40 ust. 1a ustawy zmienianej w art. 1, niepóźniej niż w terminie 60 dni od dnia otrzymania tego wniosku, przedstawia tej spółdzielni ofertę nowej albo zmianę dotychczasowej umowy, o których mowa w art. 38da ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, w celu dostosowania jej do przepisu art. 38e ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą w zakresie kosztów bilansowania handlowego.

2. Umowy, o których mowa w ust. 1, zawarte ze sprzedawcą zobowiązanym, o którym mowa w art. 40 ust. 1a ustawy zmienianej w art. 1, wygasają w terminie 150 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 15. Spółdzielnia energetyczna, której dane są zamieszczone w wykazie spółdzielni energetycznych, jest obowiązana do przekazania Dyrektorowi Generalnemu Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa sprawozdania rocznego za rok 2026, zawierającego informacje, o których mowa w art. 38m pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1, w ujęciu miesięcznym, do dnia 28 lutego 2027 r.

Art. 16. Do wniosków, o których mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy zmienianej w art. 1, złożonych i nierozpatrzonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepis art. 93 ust. 2 pkt 2 lit. b ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym.

Art. 17. Do postępowań w sprawie wyliczania kwoty wynikającej z nienależnie wypłaconej pomocy publicznej, o której mowa w art. 93a ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy art. 93a ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 18. Do spraw dotyczących wydania dokumentu potwierdzającego posiadanie przez instalatora kwalifikacji do instalowania danego rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym.

Art. 19. 1. Do wytwórcy wytwarzającego energię w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biomasę albo biogaz, albo biogaz rolniczy, którego oferta wygrała aukcję i który nie rozpoczął sprzedaży energii z odnawialnych źródeł energii przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepis art. 168 pkt 15 lit. a i b ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

2. Do spraw wszczętych na podstawie art. 168 pkt 15 lit. a ustawy zmienianej w art. 1 niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepis art. 168 pkt 15 część wspólna ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym.

Art. 20. Do wniosków, o których mowa w art. 10 ust. 1 oraz art. 26 ustawy zmienianej w art. 1, złożonych i nierozpatrzonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym.

Art. 21. 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 przeprowadzania za jej pośrednictwem aukcji biometanu, o których mowa w art. 83t ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1.

2. Do czasu dostosowania internetowej platformy aukcyjnej, o której mowa w art. 78 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1, do przeprowadzania za jej pośrednictwem aukcji biometanu, o których mowa w art. 83t ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, aukcje te przeprowadza się w formie pisemnej.

3. W aukcjach ogłaszanych, organizowanych i przeprowadzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zgodnie z ust. 2 nie stosuje się przepisów art. 83za ust. 6, art. 83zb ust. 1, 4 i 7 oraz art. 83zd ust. 8 i 9 ustawy zmienianej w art. 1.

4. Ogłoszenia o aukcjach, o których mowa w ust. 3, oprócz danych określonych w art. 83za ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1 zawierają także informacje o miejscu i sposobie

składania ofert, z uwzględnieniem możliwości wykorzystania funkcji systemu, o którym mowa w art. 78 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1.

5. Wytwórcy podpisują oferty, pod rygorem nieważności, podpisem własnoręcznym albo kwalifikowanym podpisem elektronicznym lub podpisem potwierdzonym profilem zaufanym ePUAP, zgodnie z zasadami określonymi w regulaminie aukcji, o którym mowa w art. 83za ust. 8 ustawy zmienianej w art. 1.

6. Ofertę opatruje się datą oraz godziną jej złożenia z dokładnością co najmniej do jednej minuty, a także nadaje się jej – zgodnie z kolejnością – indywidualny numer wpływu stanowiący unikalne ID danej oferty.

7. Oferty podlegają odrzuceniu, jeżeli:

1) nie zostały złożone w sposób, o którym mowa w ust. 4, lub
2) nie spełniają wymagań określonych w art. 83zb ust. 2 lub 3 ustawy zmienianej w art. 1, lub
3) zawierają dane niezgodne z uzyskanym zaświadczeniem, o którym mowa w art. 83y ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1.

8. Oferta złożona w aukcji, o której mowa w ust. 3, wiąże uczestnika aukcji i nie może zostać zmodyfikowana ani wycofana.

9. Prezes URE przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii informację, w postaci elektronicznej, o wyniku aukcji albo o jej unieważnieniu, w terminie 14 dni od dnia jej rozstrzygnięcia lub unieważnienia.

10. Informacja, o której mowa w ust. 9, zawiera:

1) wykaz ofert, które wygrały daną aukcję, w tym:
   a) wskazanie wytwórców, których oferty wygrały aukcję,
   b) informację o:
      – cenie w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, po której biometan wytworzony z biogazu lub z biogazu rolniczego lub z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego w instalacji odnawialnego źródła energii został sprzedany w drodze aukcji przez poszczególnych wytwórców oraz cenie skorygowanej podanej w oświadczeniu, o którym mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 10 ustawy zmienianej w art. 1, wyrażonej w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh,
      – ilości w MWh i wartości w złotych, z dokładnością do jednego grosza, sprzedanego przez poszczególnych wytwórców, w drodze aukcji biometanu, z

uwzględnieniem podziału na kolejne następujące po sobie lata kalendarzowe, albo

2) wskazanie przyczyn unieważnienia aukcji.

Art. 22. Do wytwórców, którzy przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy wygrali aukcje, o których mowa w art. 72 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1:

1) stosuje się przepisy art. 39 ust. 7 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym;

2) nie stosuje się przepisów art. 39 ust. 1a, 7a, 11 i 12 ustawy zmienianej w art. 1.

Art. 23. 1. Wytwórca energii elektrycznej, o którym mowa w art. 93a ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, wobec którego operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106 tej ustawy, albo właściwy sprzedawca zobowiązany, o którym mowa w art. 40 ust. 1 tej ustawy, rozliczył nienależnie wypłaconą pomoc publiczną, o której mowa w art. 93a ust. 3 tej ustawy w brzmieniu dotychczasowym, obliczając kwotę tej pomocy zgodnie z art. 93a ust. 4 tej ustawy w brzmieniu dotychczasowym, może w terminie 60 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy złożyć wniosek o ponowne rozliczenie nienależnie wypłaconej pomocy publicznej. Do wniosku wytwórca dołącza kopię opinii jednostki akredytowanej za rok, którego dotyczy rozliczenie.

2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, składa się do podmiotu, który dokonał rozliczenia, o którym mowa w art. 93a ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, przy czym we wniosku tym należy wskazać okresy, jakich ma dotyczyć ponowne rozliczenie w podziale na poszczególne lata, oraz numer rachunku bankowego lub rachunku w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej, na który ma nastąpić zwrot kwoty obliczonej zgodnie z ust. 3.

3. W przypadku gdy z ponownego rozliczenia nienależnie wypłaconej pomocy publicznej, o której mowa w art. 93a ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, wynika, że kwota tej pomocy jest niższa niż rozliczona na podstawie przepisów dotychczasowych, różnica między tymi kwotami podlega zwrotowi w terminie 60 dni od dnia wpływu wniosku, o którym mowa w ust. 1, na wskazany rachunek bankowy lub rachunek w spółdzielczej kasie oszczędnościowo-kredytowej, wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie liczonymi od dnia rozliczenia nienależnie wypłaconej pomocy publicznej, o której mowa w art. 93a ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.

4. Koszty wynikające z ponownego rozliczenia, o którym mowa w ust. 1, w tym koszty zwrotu różnicy, o której mowa w ust. 3, pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106 ustawy zmienianej w art. 1, ze środków opłaty, o której mowa w art. 95 ust. 1 tej ustawy.

Art. 24. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a ustawy zmienianej w art. 1, po raz pierwszy udostępnia dane, o których mowa w art. 4 ust. 6 tej ustawy w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, z początkiem kolejnego okresu rozliczeniowego, który przypada po upływie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszego przepisu.

Art. 25. Do wytwórców, którzy przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy wygrali aukcję, o której mowa w art. 73 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, nie stosuje się przepisu art. 83 ust. 1 pkt 5 ustawy zmienianej w art. 1.

Art. 26. Do spraw dotyczących zwrotu opłaty rezerwacyjnej, o której mowa w art. 70b ust. 6 i art. 83m ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się odpowiednio przepisy art. 70b ust. 7 i art. 83m ust. 7 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym.

Art. 27. Do deklaracji, o których mowa w art. 83m ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, złożonych i nierozpatrzonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy art. 83m ust. 3 pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym.

Art. 28. Do postępowań w sprawie wydania pozwolenia na budowę dla gazociągów bezpośrednich służących do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszego przepisu nie stosuje się przepisu art. 9a ustawy zmienianej w art. 3.

Art. 29. Podmiot posiadający tytuł prawny do gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, wybudowanego przed dniem wejścia w życie niniejszego przepisu, składa do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszego przepisu informację, o której mowa w art. 7a ust. 7 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 4.

Art. 30. Do gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, wybudowanego przed dniem wejścia w życie niniejszego przepisu nie stosuje się wymogu dotrzymania parametrów jakościowych biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu określonego w art. $7a^1$ ust. 1 pkt 2 ustawy zmienianej w art. 4.

Art. 31. Do zgłoszeń o przyłączenie mikroinstalacji z magazynem energii, o którym mowa w art. 7 ust. 8d[4] ustawy zmienianej w art. 4, złożonych i nierozpatrzonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy art. 7 ust. 8d[5] i 8d[12] ustawy zmienianej w art. 4 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, przy czym operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia zgłoszenia, o którym mowa w art. 7 ust. 8d[5] ustawy zmienianej w art. 4, o informację o mocy zainstalowanej elektrycznej magazynu energii oraz wyznacza termin na dokonanie tego uzupełnienia.

Art. 32. 1. Umowy o przyłączenie do sieci, o których mowa w art. 7 ust. 2a ustawy zmienianej w art. 4, zawarte przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, na podstawie których nie zrealizowano przyłączenia do sieci gazowej do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, należy dostosować do wymagań określonych w art. 7 ust. 2a pkt 3 i 4 ustawy zmienianej w art. 4, w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Niedostosowanie umów, o których mowa w zdaniu pierwszym, do wymagań określonych w art. 7 ust. 2a pkt 3 i 4 ustawy zmienianej w art. 4 w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy stanowi podstawę prawną do wypowiedzenia tych umów z upływem tego terminu.

2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1, przewidywany termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci gazowej biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii nie może być dłuższy niż 60 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, chyba że umowa o przyłączenie przewidywała krótszy termin.

Art. 33. 1. Podmiot, który przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy zawarł z przedsiębiorstwem energetycznym umowę o przyłączenie do sieci gazowej, o której mowa w art. 7 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 4, i określony w umowie termin dostarczenia po raz pierwszy biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii jest dłuższy niż 60 miesięcy, przedkłada temu przedsiębiorstwu energetycznemu aktualizację harmonogramu przyłączenia, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

2. Uchybienie terminowi, o którym mowa w ust. 1, zwalnia przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku dostosowania harmonogramu przyłączenia do wymagań art. 7 ust. 2a pkt 3 ustawy zmienianej w art. 4.

Art. 34. Przepisów art. 9g ust. 2, 7, 8 i 8b–8d ustawy zmienianej w art. 4 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą nie stosuje się do procedowania projektów instrukcji, o których mowa w art. 9g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, w odniesieniu do których przed dniem wejścia

w życie niniejszej ustawy operator systemu poinformował o publicznym dostępie do projektu i o możliwości zgłaszania uwag zgodnie z art. 9g ust. 2 ustawy zmienianej w art. 4.

Art. 35. 1. Miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego, o których mowa w ustawie zmienianej w art. 5, zwane dalej „planami miejscowymi", obowiązujące w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy zachowują moc.

2. Do projektów planów miejscowych, sporządzanych lub zmienianych na podstawie uchwały o przystąpieniu do sporządzania lub zmiany planu miejscowego podjętej przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustaw zmienianych w art. 5 i art. 6 w brzmieniu dotychczasowym.

3. Do projektów zintegrowanych planów inwestycyjnych, o których mowa w ustawie zmienianej w art. 5, sporządzanych na wniosek złożony przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustaw zmienianych w art. 5 i art. 6 w brzmieniu dotychczasowym.

Art. 36. Jeżeli w planie miejscowym, o którym mowa w art. 15 ust. 2 lub ust. 7 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 6, przewiduje się lokalizację elektrowni wiatrowej nie stosuje się wymogów, o których mowa w art. 15a ustawy zmienianej w art. 5.

Art. 37. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 83o ustawy zmienianej w art. 1 zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 83o ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jednak niedłużej niż przez 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, i mogą być zmieniane w granicach określonych w art. 83o ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 38. Przepisów:

1) art. 83t–83zg ustawy zmienianej w art. 1 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 wskazane przepisy, nie stanowią pomocy publicznej;
2) art. 38da ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą oraz art. 38g ust. 1a i art. 38j ust. 3 i 4 ustawy zmienianej w art. 1, w zakresie, w jakim dotyczą spółdzielni energetycznych działających na obszarach gmin miejskich w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej i wykazu tych spółdzielni, nie stosuje się do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w przepisach wymienionych w art. 28 pkt 1 i 2 ustawy z dnia 9 października

2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1535) z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że przepisy te nie stanowią pomocy publicznej.

Art. 39. 1. Maksymalny limit wydatków budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań wynikających z ustawy wynosi dla Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w:

1) 2026 r. – 478 339,91 zł;
2) 2027 r. – 1 343 359,66 zł;
3) 2028 r. – 1 445 195,23 zł;
4) 2029 r. – 1 450 695,23 zł;
5) 2030 r. – 1 456 695,23 zł;
6) 2031 r. – 1 462 695,23 zł;
7) 2032 r. – 1 468 695,23 zł;
8) 2033 r. – 1 474 695,23 zł;
9) 2034 r. – 1 481 195,23 zł;
10) 2035 r. – 1 487 695,23 zł.

2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizm korygujący, o którym mowa w ust. 3.

3. W przypadku przekroczenia lub zagrożenia przekroczeniem 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, dysponent środków 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. 40. Ustawa wchodzi w życie pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie miesiąca od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem:

1) art. 1 pkt 12 i pkt 50 lit. e, art. 9 i art. 15, które wchodzą w życie z dniem 19 października 2026 r.;
2) art. 1 pkt 41 lit. e, art.10, art. 11 i art. 12, które wchodzą w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia;

3) art. 1 pkt 3 i art. 24, które wchodzą w życie po upływie 3 miesięcy od dnia ogłoszenia;
4) art. 1 pkt 35, 36, 38, pkt 42 lit. i, pkt 44 lit. a i c, pkt 50 lit. b i c, pkt 52 w zakresie dodawanego art. 184r, a także art. 1 pkt 37, 39, 40, pkt 41 lit. a–d, pkt 42 lit. a oraz j, a także pkt 44 lit. b, w zakresie, w jakim dotyczą aukcji biometanu, które wchodzą w życie po upływie 4 miesięcy od dnia ogłoszenia;
5) art. 3, art. 4 pkt 3, 4, 6 i 7 oraz art. 28, art. 29 i art. 30, które wchodzą w życie po upływie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia.

UZASADNIENIE

Zmiany zaproponowane w projekcie ustawy mają na celu zmianę przepisów krajowych, dzięki czemu nastąpi wzmocnienie bezpieczeństwa i suwerenności energetycznej Polski oraz przyspieszenie transformacji energetycznej. Zmiany wprowadzone w szczególności do ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2026 r. poz. 68 i 516), zwanej dalej „ustawą" lub „ustawą OZE", pozwolą również na kreowanie nowych impulsów rozwoju gospodarczego, szczególnie w wymiarze lokalnym.

1. Wprowadzenie wsparcia dla biometanu w instalacjach powyżej 1 MW

Projektowane przepisy w zakresie pomocy publicznej dla biometanu mają na celu uzupełnienie istniejącego systemu wsparcia dla wytwórców biometanu o dodatkowe narzędzie w formie aukcji biometanu, zwanej dalej „aukcją biometanu". Dzięki temu rozwiązaniu zarówno wytwórcy biometanu w instalacjach OZE o mocy poniżej 1 MWe (objęci mechanizmem dopłat do ceny rynkowej – *feed in premium*), jak i pozostali wytwórcy biometanu, będą mieli możliwość skorzystać z dedykowanego systemu wsparcia. Ponadto projektowane zmiany wpłyną na realizację celów w zakresie wykorzystania biometanu określonych w Krajowym Planie w Dziedzinie Energii i Klimatu na lata 2021–2030.

W celu zapewnienia zgodności z kryteriami udzielanej pomocy publicznej oraz niedopuszczenia do wykorzystania w procesie wytwórczym gazów kopalnych dokonano doprecyzowania katalogu surowców dopuszczonych do wytwarzania biometanu w art. 9 ust. 1a pkt 3 ustawy OZE przez zobowiązanie wytwórcy do wytwarzania:

1) biogazu, z którego będzie wytworzony biometan, wyłącznie z biomasy;
2) biogazu rolniczego wykorzystywanego do wytwarzania biometanu w mieszaninie z biogazem, wyłącznie z substratów wymienionych w art. 2 pkt 2;
3) biometanu wyłącznie z biogazu lub mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego.

W art. 69a ustawy OZE w ust. 1 wskazano, że energia elektryczna wytworzona w danej instalacji odnawialnego źródła energii (OZE) może korzystać z:

1) systemu wsparcia świadectw pochodzenia albo
2) systemu wsparcia, o którym mowa w art. 70a–70f, albo
3) systemu wsparcia, o którym mowa w art. 70g–70j, albo
4) aukcyjnego systemu wsparcia, albo

5) systemu wsparcia w postaci aukcji na wsparcie operacyjne, o której mowa w art. 83b ust. 1, albo

6) rozliczeń, o których mowa w art. 4 ust. 1 albo ust. 1a pkt 2, albo

7) rozliczenia, o którym mowa w art. 38c ust. 3.

Ponadto dodano ust. 2 wskazując, że biometan może korzystać z mechanizmów wsparcia określonych w art. 83l–83s (*feed in premium*) ustawy OZE albo z aukcyjnego systemu wsparcia biometanu.

W art. 69b ustawy OZE dokonano aktualizacji odwołania do art. 69a ust. 1 pkt 2 i 4.

W art. 83m w ust. 3 pkt 2 ustawy OZE doprecyzowano pojęcie łącznej ilości biometanu wprowadzonej do sieci gazowej jako określonej w MWh energii zawartej w biometanie, jaką wytwórca biometanu planuje sprzedać w okresie wskazanym w deklaracji składanej Prezesowi URE o zamiarze sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej po stałej cenie zakupu biometanu.

W zmienianym art. 83o ustawy OZE wskazano, że minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, cenę referencyjną biometanu w złotych za 1 MWh, oddzielnie dla instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu z biogazu lub mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego oraz biometanu z biogazu rolniczego. Zmiana ma na celu jednoznaczne wskazanie jaka cena referencyjna będzie przysługiwała wytwórcy biometanu, który wytworzył biometan z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego – takie brzmienie wyeliminuje pojawiające się wątpliwości interpretacyjne w tym zakresie.

W art. 83s ustawy OZE wprowadzono zmianę polegającą na rozszerzeniu treści obecnego przepisu o biometan, który uzyskał wsparcie w ramach systemu aukcji biometanu. Podobnie jak biometan objęty wsparciem *feed in premium* również biometan objęty mechanizmem wsparcia w postaci aukcji biometanu w żadnym przypadku nie będzie mógł być uwzględniany w realizacji obowiązku w zakresie Narodowego Celu Wskaźnikowego, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2025 r. poz. 901 oraz z 2026 r. poz. 607), zwanej dalej „ustawą o biokomponentach i biopaliwach ciekłych”.

Wprowadzane projektem ustawy artykuły 83t–83zg w ustawie OZE w szczegółowy sposób precyzują zasady funkcjonowania systemu aukcyjnego dla biometanu, w szczególności: kryteria kwalifikacyjne do wzięcia udziału w systemie wsparcia aukcyjnego, zasady uzyskania

wsparcia aukcyjnego dla biometanu, okres, w którym przysługuje mechanizm wsparcia, przebieg procesu aukcyjnego, obowiązki wytwórcy, który złożył zwycięską ofertę, a także obowiązki Prezesa URE wynikające z przygotowania, prowadzenia oraz kontrolowania obowiązków wynikających z udziału w systemie aukcyjnym biometanu.

W projektowanym art. 83t ust. 1 ustawy OZE wskazano warunki umożliwiające objęcie biometanu mechanizmem wsparcia w formie aukcji. Zgodnie z projektem, przedmiotem aukcji jest sprzedaż biometanu wytworzonego w instalacji OZE i wprowadzonego do sieci gazowej przez wytwórcę, który dokonuje sprzedaży biometanu w ramach systemu aukcyjnego biometanu, pod warunkiem, że w procesie wytwórczym wykorzystano:

1) biogaz rolniczy wytworzony wyłącznie z substratów, o których mowa w art. 2 pkt 2 ustawy OZE – w przypadku wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego lub z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego,

2) biogaz wytworzony wyłącznie z biomasy – w przypadku wytwarzania biometanu z biogazu lub z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego

– spełniający kryteria zrównoważonego rozwoju, o których mowa w art. 28ba–28bcb i art. 28bcc ustawy o biokomponentach i biopaliwach.

Konieczność spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju jest niezbędna dla wypełnienia unijnych wymagań uzależniających możliwość udzielania wsparcia finansowego od spełnienia przez biometan tych kryteriów.

W projektowanym art. 83t ust. 2 ustawy OZE doprecyzowano wymogi dla wytwórców biometanu uprawnionych do udziału w systemie aukcyjnym. Są to wytwórcy, którzy:

1) uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, oraz

2) zamierzający wytworzyć biometan i wprowadzić go do sieci gazowej po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji biometanu, oraz

3) będą wytwarzać biometan w instalacji OZE posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących wyłącznie do wprowadzania biometanu z tej instalacji do sieci gazowej dystrybucyjnej lub przesyłowej.

W ust. 3 ww. artykułu ustawy OZE określono, że biometan, który będzie podlegał systemowi aukcyjnemu, może zostać wytworzony tylko, gdy wchodzące w skład instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu urządzenia służące do wytwarzania biometanu będą nie starsze niż 48 miesięcy bezpośrednio poprzedzających dzień wytworzenia

po raz pierwszy biometanu w tej instalacji OZE. Dodatkowo, ww. urządzenia nie mogą być wcześniej przez jakikolwiek podmiot amortyzowane w rozumieniu przepisów o rachunkowości.

Projektowany art. 83u ust. 1 ustawy OZE wskazuje Prezesa URE jako organ uprawniony do organizacji oraz przeprowadzania aukcji biometanu, którą zgodnie z ww. przepisem, należy przeprowadzić co najmniej raz w roku.

Ust. 2 ww. artykułu ustawy określa przedmiot aukcji biometanu, którym jest biometan spełniający wymagania określone w art. 83t ustawy OZE w ilościach i wartościach określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 5. W ust. 3 ww. artykułu wskazano obowiązek przeprowadzania odrębnych aukcji biometanu dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej:

1) mniejszej niż 2 MW,

2) nie mniejszej niż 2 MW

przy czym łączną moc zainstalowaną elektryczną oblicza się przez przeliczenie mocy zainstalowanej instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu na moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, przy uwzględnieniu sprawności elektrycznej agregatu kogeneracyjnego na poziomie 41%.

Mając na uwadze planowane do realizacji inwestycje biometanowe uwzględniono potrzebę rozłożenia liczby inwestycji na poszczególne „koszyki" aukcyjne, mitygując ryzyko braku zgłoszenia wystarczającej liczby ofert do przeprowadzenia aukcji.

Projektowany ust. 4 art. 83u ustawy OZE nakłada na Prezesa URE obowiązek przeprowadzenia aukcji biometanu z uwzględnieniem podziału określonego w ust. 3, dla ilości i wartości biometanu, o których mowa w ust. 5, biorąc pod uwagę krajowy cel OZE, o którym mowa w art. 127a ustawy OZE w zakresie odnawialnych źródeł energii i istniejący potencjał w zakresie krajowych zasobów biometanu objęty wydanymi zaświadczeniami dla wytwórców.

Zgodnie z projektowanym ust. 5 tego artykułu Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, do dnia 15 grudnia danego roku, maksymalne ilości i wartości biometanu z OZE, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji biometanu w poszczególnych następujących po sobie 3 latach kalendarzowych, przez wytwórców, którzy złożą zwycięskie oferty w systemie aukcji biometanu, z uwzględnieniem wymienionych poniżej czynników, tj.:

1) polityki energetycznej państwa oraz dotychczasowego udziału biometanu wytworzonego w instalacjach OZE zużywanych w elektroenergetyce, w ciepłownictwie oraz w transporcie;

2) bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego, jak również zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych;

3) potrzeby ochrony środowiska naturalnego, w tym zmniejszenia zanieczyszczenia azotem pochodzenia rolniczego, a także redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;

4) potrzeby zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi;

5) celów gospodarczych i społecznych, w tym udziału wykorzystywanych technologii do wytwarzania biometanu z OZE w tworzeniu nowych miejsc pracy.

Zgodnie z projektowanym art. 83u ust. 6 ustawy OZE Rada Ministrów może zmienić ilość oraz wartość biometanu wytworzonego z OZE zgodnie z ust. 5 – biorąc pod uwagę wartość cen referencyjnych dla biometanu obowiązujących na dany rok, lub w związku ze zwiększeniem maksymalnych ilości biometanu określonych na poszczególne lata kalendarzowe.

Zgodnie z projektowanym art. 83u ust. 7 ustawy OZE, określona przez Radę Ministrów maksymalna wartość biometanu z odnawialnych źródeł energii, o której mowa w ust. 5, nie uwzględnia zasady corocznej waloryzacji cen sprzedaży biometanu, o której mowa w art. 92 ust. 10 ustawy OZE, średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego.

W dalszej części artykułu 83u dodano ust. 8 stanowiący, że w przypadku, gdy ilość i wartość biometanu określona w przepisach wydanych na podstawie ust. 5 nie zostanie sprzedana, po ostatniej przeprowadzonej w danym roku aukcji biometanu, Prezes URE może ogłosić, zorganizować i przeprowadzić w danym roku kolejne aukcje dla biometanu na tę ilość i wartość biometanu.

Zgodnie z projektowanym ust. 9 art. 83u ustawy OZE Prezes URE przeprowadza aukcje dla ilości i wartości biometanu, o których mowa powyżej, uwzględniając podział na koszyki, o których mowa w ust. 3. Prezes URE bierze pod uwagę cel w zakresie OZE i istniejący potencjał w zakresie krajowych zasobów biometanu objęty wydanymi zaświadczeniami. W modelu systemu aukcyjnego przyjęto, że do 2030 r. powstaną w Polsce w ramach realizowanych aukcji biometanu 53 instalacje wytwórcze o średniej mocy docelowej 2,8 MWe – przy czym średnią

wartość projektu przyjęto na podstawie analizy materiałów przekazanych przez operatorów sieci gazowych dotyczących liczby złożonych wniosków o przyłączenie do sieci gazowej.

W projektowanym art. 83v ust. 1 ustawy OZE określono maksymalną cenę, po jakiej może zostać sprzedany w drodze aukcji wytworzony biometan, zwaną „ceną referencyjną w aukcji biometanu".

W projektowanym art. 83v ust. 3 wprowadzono delegację dla ministra właściwego do spraw klimatu polegającą na obowiązku określenia, w drodze rozporządzenia, ceny referencyjnej w aukcji biometanu w złotych za 1 MWh, mając na uwadze:

1) istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji OZE 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 OZE służącej do wytwarzania biometanu, w tym sprawności wytwarzania biometanu, współczynniki zużycia biogazu, biogazu rolniczego, mieszaniny biogazu i 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 OZE 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 oraz koszty pozyskania kapitału przez wytwórcę;
7) wpływ instalacji OZE 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.

Przepisy projektowanego art. 83w ust. 1 ustawy OZE określają zasady dopuszczenia do wzięcia udziału w aukcjach biometanu wytwórców biometanu z OZE w instalacjach odnawialnego

źródła energii zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej.

W ust. 2 ww. artykułu wprowadzono ograniczenie dotyczące ilości i wartości biometanu wytworzonego w instalacjach OZE zlokalizowanych poza Polską jaka może zostać sprzedana w ramach aukcji biometanu w danym roku. Ograniczenie to wynosi do 5% ilości i wartości biometanu wytworzonego w instalacjach OZE, o których mowa w art. 83t ust. 1 ustawy OZE przeznaczonego do sprzedaży przez aukcje biometanu w poprzednim roku.

W ust. 3 ww. artykułu ustawy OZE określono warunki, które jest obowiązany spełnić wytwórca biometanu z instalacji odnawialnych źródeł energii zlokalizowanej poza terytorium RP i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej w celu przystąpienia do aukcji biometanu, które dotyczą:

1) obowiązku zawarcia umowy międzyrządowej między Rzecząpospolitą Polską a państwem, na terytorium którego będzie zlokalizowana ta instalacja, gwarantującej wzajemność korzystania z systemu wsparcia wytwarzania biometanu z OZE oraz
2) obowiązku zapewnienia możliwości fizycznego przesyłu biometanu do sieci przesyłowej gazowej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z kraju, w którym zlokalizowana jest ta instalacja, w wyniku rezerwacji odpowiednich przepustowości na połączeniach międzysystemowych.

Natomiast przepisy ust. 4 ww. artykułu ustawy OZE nakładają na wytwórców biometanu spoza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i spoza obszaru wyłącznej strefy ekonomicznej, którzy chcą wziąć udział w aukcji biometanu następujące wymagania:

1) biometan wytwarzany w takiej instalacji będzie spełniać warunki uznania go za biometan wytworzony ze źródeł odnawialnych w rozumieniu dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych;
2) uprawniony podmiot, w rozumieniu przepisów państwa właściwego dla miejsca wytworzenia biometanu, potwierdzi wytworzenie biometanu w instalacji OZE oraz informacje zawarte w potwierdzeniu będą możliwe do weryfikacji przez Prezesa URE;
3) zobowiązanie wytwórcy biometanu w instalacji OZE, że w przypadku uzyskania dodatkowej pomocy (np. inwestycyjnej) na instalację OZE w państwie, na terenie którego

ww. instalacja została zlokalizowana, ww. wytwórca biometanu rozliczy ją zgodnie z przepisami art. 83zf ustawy OZE;

4) ponadto wytwórca biometanu, oprócz spełnienia wymogów oceny formalnej przygotowania do wytwarzania biometanu w danej instalacji, o których mowa w art. 83x ustawy OZE i uzyskania od Prezesa URE zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu, zobowiązany jest spełnić wymogi stawiane uczestnikowi aukcji, o których mowa w art. 83t ust. 2, art. 83zb oraz art. 83zf ww. ustawy.

W ust. 5 ww. artykułu ustawy OZE określono postanowienia, które należy zawrzeć w umowie międzyrządowej zawieranej między Rzecząpospolitą Polską a państwem, na terytorium którego będzie zlokalizowana instalacja, gwarantującej wzajemność korzystania z systemu wsparcia wytwarzania biometanu z OZE. Wymogi te dotyczą w szczególności:

1) zasad uczestnictwa w systemie wsparcia OZE, obowiązującym w państwie będącym stroną tej umowy względem wytwórców biometanu w instalacjach OZE znajdujących się na terenie RP i obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej, ze szczególnym uwzględnieniem dołączenia wykazu dokumentów, jakie ww. wytwórca biometanu jest zobowiązany przedstawić w celu uczestnictwa w systemie aukcji biometanu;

2) zasad uczestnictwa wytwórców biometanu, o których mowa w ust. 1 w systemie wsparcia określonym w projekcie ustawy OZE. Dodatkowo wprowadzono obowiązek dołączenia wykazu dokumentów, w celu przeprowadzenia przez Prezesa URE oceny formalnej, o której mowa w art. 83x ustawy OZE;

3) sposobu realizacji obowiązków określonych w art. 83zg ustawy OZE oraz zasad przeprowadzania kontroli, o której mowa w art. 84 ust. 1 ustawy OZE;

4) zasad zastosowania art. 93 ustawy OZE (czyli ustalenia jak stosować przedmiotowy przepis mając na uwadze specyfikę potencjalnych adresatów).

Przepisy projektowanego art. 83x ust. 1 ustawy OZE nakładają na wytwórców biometanu zamierzających przystąpić do aukcji biometanu obowiązek poddania się procedurze oceny formalnej potwierdzającej przygotowanie do wytwarzania biometanu w danej instalacji OZE.

Zgodnie z dodawanym art. 83x ust. 2 ustawy OZE Prezes URE przeprowadza procedurę oceny formalnej na podstawie wniosku wytwórcy biometanu o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu.

Treść ust. 3 projektu ww. artykułu określa szczegółową zawartość tego wniosku, który zawiera:

1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy biometanu;

2) lokalizację i moc zainstalowaną instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu przeliczoną na moc zainstalowaną elektryczną instalacji OZE, przyjmując sprawność elektryczną agregatu kogeneracyjnego na poziomie 41%;

3) 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;

4) oświadczenie wytwórcy biometanu lub osoby upoważnionej do jego reprezentowania w zakresie:

   a) stosowania się do obowiązków, o których mowa w art. 9 ust. 1a pkt 3 albo art. 25 pkt 3a ustawy OZE w trakcie wytwarzania biometanu w instalacji OZE,

   b) spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju, o których mowa w art. 28ba–28bcb i art. 28bcc ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych,

   c) wytworzenia biometanu w instalacji OZE posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących wyłącznie do wprowadzania biometanu z tej instalacji do sieci gazowej dystrybucyjnej lub przesyłowej.

Na podstawie projektowanego art. 83x ust. 4 ustawy OZE zobowiązano wytwórcę biometanu do dołączenia do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu, oryginałów lub poświadczonych kopii następujących dokumentów:

1) warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie do sieci gazowej instalacji wytwarzania biometanu, która ma być objęta mechanizmem wsparcia w postaci systemu aukcyjnego biometanu;

2) prawomocnego pozwolenia na budowę wydanego dla projektowanej instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu na potrzeby realizacji aukcji biometanu – w przypadku, gdy jest ono wymagane na podstawie przepisów prawa budowlanego;

3) harmonogramu rzeczowo-finansowego realizacji budowy instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu albo oświadczenia o zrealizowaniu inwestycji;

4) schematu instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu. Na ww. schemacie należy wskazać urządzenia służące do wytwarzania biometanu, urządzenia pomiarowo-

rozliczeniowe, urządzenia służące do wprowadzania biometanu do sieci gazowej oraz miejsce przyłączenia tej instalacji do sieci gazowej. Ww. elementy należy nanieść na mapę poglądową uwzględniającą numery ewidencyjne działek i obrębów w celu jednoznacznego określenia miejsca zabudowania instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu;

5) dokumentu potwierdzającego moc zainstalowaną instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu, o której mowa w art. 2 pkt 19c ustawy OZE.

W celu umożliwienia rozpatrzenia przez Prezesa URE wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu w dodawanym ust. 5 ww. artykułu ustawy OZE zobligowano wytwórcę biometanu do złożenia tego wniosku niepóźniej niż na 14 dni przed dniem rozpoczęcia sesji aukcji biometanu, której dotyczy przedmiotowy wniosek.

W ust. 6 ww. artykułu ustawy OZE wprowadzono wymóg dotyczący okresu ważności składanych przez wytwórcę biometanu dokumentów, o których mowa w ust. 4 pkt 1 i 2 powyżej, który w dniu złożenia nie może być krótszy niż 6 miesięcy.

W art. 83x ust. 7 ustawy OZE dokonano wyłączenia obowiązku stosowania się do przepisów ust. 4 i 6 ww. artykułu w przypadku, gdy instalacja służąca do wytwarzania biometanu na potrzeby systemu aukcyjnego biometanu jest zlokalizowana poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej.

Art. 83x ust. 8 stanowi, że w przypadku gdy instalacja OZE będzie zlokalizowana poza terytorium Polski i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej, wytwórca biometanu w instalacji OZE został zobligowany do dołączenia do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu dokumentów wynikających z umowy, o której mowa w art. 83w ust. 3 pkt 1 ustawy OZE, z zastrzeżeniem, że wszelkie dokumenty, które są sporządzone w języku obcym należy przetłumaczyć przez tłumacza przysięgłego.

W art. 83y ust. 1 i ust. 2 ustawy OZE wprowadzono obligatoryjny termin na wydanie przez Prezesa URE zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji biometanu, który wynosi 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku o wydanie ww. zaświadczenia lub odmowy jego wydania (w formie postanowienia). Składającemu wniosek przysługuje prawo do złożenia zażalenia na otrzymane postanowienie dot. odmowy wydania zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w systemie aukcji biometanu.

W ust. 3 ww. artykułu ustawy OZE określono miejsce właściwe do składania zażalenia na postanowienie Prezesa URE, którym jest Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Określono też maksymalny termin na złożenie odwołania, tj.

w terminie do 7 dni od dnia doręczenia postanowienia. W przepisie wskazano na ustawę z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 2026 r. poz. 468, z późn. zm.) jako podstawę prawną dla postępowań w sprawach z zakresu regulacji energetyki.

W art. 83y ust. 4 ustawy OZE wprowadzono zastrzeżenie polegające na możliwości pozostawienia bez rozpoznania wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji biometanu, do którego nie dołączono dokumentów, o których mowa w art. 83x ust. 4 pkt 1 lub 2, lub jeżeli wniosek został złożony w terminie krótszym niż określony w art. 83x ust. 5 ustawy OZE, tj. w terminie krótszym niż na 14 dni przed dniem rozpoczęcia sesji aukcji biometanu, której dotyczy przedmiotowy wniosek.

Określono także termin ważności zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji biometanu, który wynosi zgodnie z ust. 5 art. 83y ustawy OZE – 12 miesięcy liczonych od dnia wydania zaświadczenia, z zastrzeżeniem, że termin ten nie może być dłuższy niż termin ważności dokumentów, o których mowa w art. 83x ust. 4 pkt 1 i 2 ustawy OZE.

Zgodnie z ust. 6 art. 83y ustawy OZE, w przypadku terminu ważności zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji biometanu dla wytwórcy biometanu z OZE w instalacjach OZE zlokalizowanych poza terytorium Polski i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej, termin ten nie może być dłuższy niż termin wynikający ze szczegółowych postanowień umowy, o której mowa w projektowanym art. 83w ust. 3 pkt 1 ustawy OZE.

Przepisem projektowanego art. 83z ust. 1 ustawy OZE nałożono na Prezesa URE konieczność realizacji obowiązku informacyjnego polegającego na poinformowaniu ministra właściwego do spraw klimatu o harmonogramie przeprowadzenia aukcji biometanu w danym roku kalendarzowym. Przy czym, zobligowano Prezesa URE do zamieszczenia w harmonogramie planowanych terminów przeprowadzenia aukcji biometanu oraz ilości i wartości oferowanego biometanu w poszczególnych aukcjach dla biometanu.

Zgodnie z treścią projektowanego ust. 2 ww. artykułu ustanowiono 14-dniowy termin na uzgodnienie przez Prezesa URE z ministrem właściwym do spraw klimatu harmonogramu, o którym mowa w ust. 1 art. 83z ustawy OZE.

W art. 83z ust. 3 ustawy OZE przyjęto, że harmonogram przeprowadzenia aukcji biometanu uznaje się za uzgodniony w przypadku braku przedstawienia uwag przez ministra właściwego do spraw klimatu w terminie, o którym mowa w ust. 2 art. 83z ustawy OZE – tj. 14 dni od dnia przekazania harmonogramu do uzgodnienia.

Zgodnie z treścią projektowanego art. 83za ust. 1 ustawy OZE, po uzgodnieniu harmonogramu przeprowadzenia aukcji biometanu w danym roku kalendarzowym Prezes URE jest zobowiązany umieścić w Biuletynie Informacji Publicznej URE informacje o aukcji biometanu niepóźniej niż 30 dni przed dniem jej rozpoczęcia.

W ust. 2 ww. artykułu ustawy OZE wskazano informacje prezentowane w ogłoszeniu dotyczącym aukcji biometanu. Są to:

1) oznaczenie aukcji biometanu;

2) termin przeprowadzenia sesji aukcji biometanu;

3) godziny otwarcia i zamknięcia ww. sesji;

4) maksymalna ilość i wartość biometanu, jaka może zostać sprzedana w danej aukcji biometanu, w tym informacja dotycząca maksymalnej ilości i wartości biometanu z OZE, jaka może zostać sprzedana w czasie trwania aukcji przez wytwórców biometanu z odnawialnego źródła energii w instalacjach OZE zlokalizowanych poza terytorium Polski i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej.

W projektowanym art. 83za ust. 3 ustawy OZE wprowadzono zastrzeżenie zgodnie z którym, Prezes URE może nie przeprowadzić aukcji biometanu w przypadku, gdy na 14 dni przed jej terminem, liczba wydanych ważnych zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji biometanu do danego ogłoszenia o aukcji oraz liczba wniosków o wydanie zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji biometanu, których termin rozpatrzenia upływa przed terminem, o którym mowa w ust. 2 pkt 2 jest mniejsza niż trzy. Pozwala to na zniesienie konieczności organizowania aukcji biometanu w sytuacji, gdy wydana ilość zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji biometanu uniemożliwia formalne rozstrzygnięcie aukcji z uwagi na ich niewystarczającą liczbę.

W projektowanym art. 83za ust. 4 ustawy OZE wobec wytwórców posiadających zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji biometanu wprowadzono obowiązek posiadania gwarancji bankowej albo wniesienia na rachunek bankowy wskazany przez Prezesa URE kaucji. Projekt reguluje również wartość ww. form zabezpieczeń określoną na poziomie 25 zł za każdy 1 kW mocy zainstalowanej danej instalacji OZE do wytwarzania biometanu.

W projektowanym ust. 5 ww. artykułu wprowadzono warunek konieczny dotyczący rozstrzygnięcia aukcji biometanu polegający na wpłynięciu minimum 3 ofert spełniających wymagania określone w ustawie OZE spośród ofert złożonych w ramach tej samej aukcji.

Ponadto w ust. 6 ww. artykułu określono sposób przeprowadzania aukcji biometanu polegający na wykorzystaniu do tego celu internetowej platformy aukcyjnej, o której mowa w art. 78 ust. 6 ustawy OZE. Na podstawie przepisu przejściowego, do czasu całościowego dostosowania internetowej platformy aukcyjnej do przeprowadzania aukcji biometanu, aukcje te mogą być przeprowadzane w formie pisemnej. Ten sam przepis przejściowy dopuszcza w przypadku przeprowadzania aukcji w formie papierowej wykorzystanie również dostępnych funkcji systemu, o którym mowa w art. 78 ust. 6 ustawy OZE, tj. internetowej platformy aukcyjnej – celem jak najlepszego wykorzystania dostępnych w danym czasie narzędzi.

W celu zapewnienia transparentności zasad przeprowadzania aukcji biometanu w projektowanych przepisach art. 83za ust. 7 ustawy OZE nałożono na Prezesa URE obowiązek ustalenia regulaminu aukcji biometanu. Następnie, w projekcie ust. 8 w art. 83za ustawy OZE doprecyzowano zakres informacji, jaki Prezes URE uwzględnia przy określaniu regulaminu aukcji biometanu, zawierający:

1) szczegółowe zasady organizacji aukcji biometanu, w tym składania ofert;
2) przebieg i sposób rozstrzygnięcia aukcji biometanu;
3) warunki przetwarzania danych dotyczących uczestników aukcji biometanu;
4) wymagania techniczne dotyczące dostępu do internetowej platformy aukcyjnej;
5) sposób zapewnienia bezpieczeństwa i prawidłowości przebiegu aukcji biometanu;
6) warunki zawieszenia dostępu do internetowej platformy aukcyjnej.

Zgodnie z projektowanym ust. 9 ww. artykułu ustawy OZE, regulamin aukcji biometanu należy przedstawić do zatwierdzenia ministrowi właściwemu do spraw klimatu, a po jego zatwierdzeniu na podstawie projektowanego ust. 10 regulamin aukcji biometanu ogłasza się w Biuletynie Informacji Publicznej URE.

W art. 83zb ust. 1 ustawy OZE określono sposób, w jaki wytwórca biometanu może złożyć swoją ofertę w czasie trwania aukcji biometanu, tj. przez uzupełnienie formularza dostępnego na internetowej platformie aukcyjnej. Przy czym zgodnie z przepisami projektowanego ust. 2 ww. artykułu wytwórca biometanu w czasie trwania aukcji może złożyć tylko jedną ofertę dla biometanu, który będzie wytwarzany w danej instalacji OZE.

Uczestnik aukcji jest uprawniony do wielokrotnej aktualizacji oferty w zakresie danych, o których mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 6 ustawy OZE w terminie do 30 dni przed dniem złożenia pierwszego wniosku o pokrycie ujemnego salda. Zaproponowany przepis uwzględnia sytuację,

w której wytwórca biometanu zdecyduje się na wykorzystywanie do produkcji biometanu biogazu lub biogazu rolniczego pochodzącego spoza jego instalacji albo zrezygnuje z takiego rozwiązania – sytuacja dotyczy zmiany decyzji już po wygranej aukcji. Źródło pochodzenia biogazu lub biogazu rolniczego jest istotne z punktu widzenia obliczania ceny skorygowanej.

Ponadto w punktach 1–10 projektowanego art. 83zb ust. 3 ustawy OZE określono szczegółowo, jakie informacje należy zawrzeć w ofercie składanej przez wytwórcę biometanu w czasie trwania aukcji biometanu, tj.:

1) nazwę i adres siedziby uczestnika aukcji biometanu;

2) lokalizację, rodzaj i moc zainstalowaną instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu, w której będzie wytwarzany biometan, przeliczoną na moc zainstalowaną elektryczną instalacji OZE, przyjmując sprawność elektryczną agregatu kogeneracyjnego na poziomie 41%;

3) łączną ilość biometanu planowanego do wprowadzenia do sieci gazowej, określoną w MWh energii zawartej w biometanie i cenę wyrażoną w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, za jaką uczestnik aukcji biometanu zobowiązuje się sprzedać tę energię w ramach aukcji biometanu, w okresie wskazanym w ofercie;

4) wskazanie planowanej daty rozpoczęcia okresu, w którym wytwórca biometanu, w przypadku wygrania aukcji biometanu, będzie korzystać z aukcyjnego systemu wsparcia oraz okresu tego wsparcia;

5) oświadczenie o następującej treści:

   „Oświadczam, że:

   1) instalacja odnawialnego źródła energii, która będzie służyć do wytwarzania biometanu, będzie spełniać wymagania, o których mowa w art. 83t ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii;

   2) wytwarzając biometan w instalacji odnawialnego źródła energii, będę stosować 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;

   3) biometan zostanie wytworzony w instalacji odnawialnego źródła energii posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących wyłącznie do wprowadzania biometanu z tej instalacji do sieci gazowej dystrybucyjnej lub przesyłowej;

4) do wytworzenia biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii będą wykorzystane biogaz lub biogaz rolniczy, które spełniają kryteria zrównoważonego rozwoju, o których mowa w art. 28ba–28bcb i art. 28bcc ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.”;

6) informację wytwórcy biometanu czy biogaz albo biogaz rolniczy wykorzystywany do wytworzenia biometanu w instalacji OZE, której dotyczy oferta, o której mowa w ust. 1, będzie wytwarzany w tej instalacji;

7) ilość biometanu z OZE wyrażoną w MWh energii zawartej w biometanie, jaką uczestnik aukcji biometanu planuje sprzedać w ramach systemu aukcyjnego w kolejnych następujących po sobie latach kalendarzowych, począwszy od roku, w którym po raz pierwszy nastąpi sprzedaż biometanu wytworzonego w danej instalacji w ramach systemu aukcyjnego dla biometanu, z uwzględnieniem terminu określonego w pkt 9;

8) miejsce przyłączenia instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej gazowej, określone w warunkach przyłączenia albo w umowie o przyłączenie;

9) zobowiązanie się uczestnika aukcji biometanu do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego biometanu, w terminie 48 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji biometanu, biometanu wytworzonego w instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu, która powstanie po dniu zamknięcia sesji aukcji biometanu;

10) 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) wartość pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 83zf ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, obliczona zgodnie z art. 83zf ust. 3 i 4 tej ustawy, wynosi ... zł, w tym wartość pomocy, o której mowa w art. 83zf ust. 2 wynosi … zł. Cena skorygowana obliczona zgodnie z art. 83zf ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wynosi... zł za 1 MWh;

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.

Zgodnie z projektowanym ust. 4 ww. artykułu wprowadzono, pod rygorem nieważności, obowiązek opatrzenia oferty składanej w ramach aukcji biometanu kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym albo podpisem osobistym.

W celu usprawnienia przebiegu aukcji biometanu w projektowanym art. 83zb ust. 5 ustawy OZE wprowadzono ograniczenie czasu trwania pojedynczej aukcji do jednej sesji. Składane w ramach trwającej aukcji biometanu oferty, w myśl przepisów projektowanego ust. 6, nie są widoczne dla innych uczestników aukcji.

Zgodnie z projektowanym art. 83zb ust. 7 ustawy OZE na godzinę przed zamknięciem sesji aukcji biometanu złożone przez wytwórców biometanu oferty nie podlegają modyfikacji ani wycofaniu.

W celu doprecyzowania kryteriów oceny ofert, w projektowanym ust. 8 art. 83zb ustawy OZE określono, że będą odrzucane oferty, w których zadeklarowana cena sprzedaży biometanu przekracza cenę referencyjną biometanu albo maksymalną cenę, o której mowa w art. 83zc ust. 5 pkt 4 ustawy OZE, które obowiązują w dniu ogłoszenia danej aukcji biometanu.

Na podstawie projektowanego przepisu w art. 83zb ust. 9 ustawy OZE dopuszczono dokonanie jednokrotnej aktualizacji zwycięskiej oferty w zakresie:

1) planowanej daty rozpoczęcia okresu korzystania z aukcyjnego systemu wsparcia, o której mowa w ust. 3 pkt 4, z uwzględnieniem ust. 3 pkt 9 i art. 83ze, lub ilości biometanu, o której mowa w ust. 3 pkt 7, z zastrzeżeniem, że łączna ilość biometanu, o którym mowa w ust. 3 pkt 3, oraz okres, o którym mowa w ust. 3 pkt 4, określone w ofercie nie mogą ulec zmianie;

2) mocy zainstalowanej instalacji przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną OZE służącego do wytwarzania biometanu, o której mowa w ust. 3 pkt 2, z zastrzeżeniem, że łączna zaktualizowana moc takiej instalacji nie zmieni pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 83u ust. 3, właściwej dla tej instalacji w dniu złożenia oferty.

Zgodnie z projektowanym art. 83zb ust. 10 ustawy OZE jedyną formą aktualizacji oferty złożonej przez wytwórcę w ramach aukcji biometanu jest złożenie Prezesowi URE

oświadczenia wytwórcy biometanu zawierającego informacje, o których mowa w ust. 9, niepóźniej niż na 30 dni przed terminem pierwszego wniosku o pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy OZE.

Zgodnie z projektowanym art. 83zb ust. 11 ustawy OZE – w przypadku gdy aktualizacja oferty, o której mowa w art. 83zb ust. 9 tej ustawy, nie spełnia warunków określonych w tym przepisie lub została złożona po terminie, o którym mowa w art. 83zb ust. 10, oferta nie podlega aktualizacji.

W świetle projektowanego art. 83zb ust. 12 ustawy OZE o dokonaniu aktualizacji oferty zgodnie z ww. ustępami 9 i 10 Prezes URE informuje wytwórcę oraz operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106 ustawy OZE, w terminie 30 dni od dnia otrzymania oświadczenia wytwórcy.

W projektowanym art. 83zc ust. 1 ustawy OZE wskazano uczestników aukcji biometanu, którzy są jej zwycięzcami. Zgodnie z treścią ww. przepisu za wygrywających aukcję biometanu uznaje się uczestników, którzy zaoferowali najniższą cenę sprzedaży biometanu z odnawialnych źródeł energii, oraz których oferty łącznie nie przekroczyły 100% wartości lub ilości biometanu z odnawialnych źródeł energii określonej w ogłoszeniu o aukcji biometanu i 80% ilości biometanu objętej wszystkimi ofertami.

Dodatkowo, w projektowanym art. 83zc ust. 2 ustawy OZE wprowadzono doprecyzowanie dotyczące zasad rozstrzygnięcia spośród ofert zawierających taką samą najniższą cenę za wytworzoną ilość biometanu określoną w MWh oferowanych w ramach aukcji biometanu polegającego na wyborze oferty, która została złożona w ramach aukcji jako pierwsza.

W projektowanym art. 83zc ust. 3 ww. ustawy doprecyzowano zasady postępowania w przypadku, gdy kolejna następująca po zwycięskiej oferta zawierała większą ilość albo wartość biometanu niż dostępna w ramach aukcji. Zgodnie z przepisami pozostała ilość lub wartość biometanu przypadająca na tego uczestnika nie podlega sprzedaży w tej aukcji. Zgodnie z regulacjami projektowanego art. 83zc ust. 4, Prezes URE przeprowadza aukcję interwencyjną biometanu.

W przypadku konieczności przeprowadzenia aukcji interwencyjnej biometanu, zgodnie z projektowanym ust. 5, zobowiązano ministra właściwego do spraw klimatu do określenia, w drodze rozporządzenia, warunków aukcji interwencyjnej biometanu, przy czym w pkt 1–4 określono, że ww. rozporządzenie będzie zawierać:

1) termin ogłoszenia przez Prezesa URE aukcji interwencyjnej biometanu oraz termin otwarcia i zamknięcia tej aukcji;

2) łączną ilość i wartość biometanu z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji interwencyjnej biometanu, z uwzględnieniem przepisów wydanych na podstawie art. 83u ust. 5;

3) maksymalną cenę, za jaką biometan może zostać sprzedany w drodze aukcji interwencyjnej biometanu, z uwzględnieniem art. 83u ust. 3;

4) okres prawa do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 92 ust. 5a, przypadającego dla wytwórcy, który wygrał aukcję interwencyjną biometanu, z zastrzeżeniem, że nie może być on dłuższy niż 20 lat od dnia sprzedaży po raz pierwszy biometanu po dniu zamknięcia sesji aukcji interwencyjnej biometanu.

Przedmiotowe rozporządzenie minister właściwy do spraw klimatu wyda, mając na uwadze:

1) istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji OZE 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 OZE służącej do wytwarzania biometanu, w tym sprawności wytwarzania biometanu, współczynniki zużycia biogazu, biogazu rolniczego, mieszaniny biogazu i 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 OZE 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 oraz koszty pozyskania kapitału przez wytwórcę;

7) wpływ instalacji OZE 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;

9) politykę energetyczną państwa;

10) dotychczasowy udział paliw gazowych wytworzonych w instalacjach OZE zużywanych w elektroenergetyce, w ciepłownictwie oraz w transporcie;

11) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego;

12) zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych;

13) potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi.

W projektowanym art. 83zc ust. 7 ustawy OZE określono, że aukcję interwencyjną biometanu przeprowadza się z gwarancją pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 92 ust. 5a ustawy OZE.

W aukcji interwencyjnej biometanu, zgodnie z przepisami projektowanego art. 83zc ust. 8 ustawy OZE, mogą wziąć udział wytwórcy biometanu, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji biometanu.

Zgodnie z projektowanym art. 83zc ust. 9 ustawy OZE do aukcji interwencyjnej biometanu stosuje się odpowiednio przepisy art. 83zc ust. 1–3, art. 83zf, art. 83u ust. 1–3, art. 83za ust. 2–9, art. 83zb, art. 83zd oraz art. 84–88 ustawy OZE.

Przepis projektowanego art. 83zd ust. 1 obliguje Prezesa URE do zamknięcia sesji aukcji biometanu w terminie określonym w ogłoszeniu o aukcji. Zgodnie z projektowanym art. 83zd ust. 2 ustawy OZE, Prezes URE w przypadku pozytywnego rozstrzygnięcia aukcji biometanu w terminie 21 dni od zamknięcia aukcji biometanu, podaje do publicznej wiadomości na swojej stronie internetowej informacje dotyczące:

1) uczestników aukcji biometanu, których oferty zwyciężyły;

2) minimalnej i maksymalnej ceny w złotych, z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, po jakiej biometan wytworzony z OZE został sprzedany w drodze aukcji biometanu;

3) łącznej ilości w MWh i wartości w złotych, z dokładnością do jednego grosza, sprzedanego w drodze aukcji biometanu wytworzonego z OZE, z uwzględnieniem podziału na kolejne następujące po sobie lata kalendarzowe.

Prezes URE w tym samym terminie podaje do publicznej wiadomości informację o unieważnieniu aukcji biometanu – jeżeli taka sytuacja nastąpi.

Jednocześnie zgodnie z projektowanym ust. 3 zrezygnowano z obowiązku podawania do publicznej wiadomości danych, o których mowa w art. 83zd ust. 2 pkt 1 lit. b i c ustawy OZE, w przypadku, gdy aukcję wygrają mniej niż 3 oferty.

W projektowanym art. 83zd ust. 4 ustawy OZE, wskazano przypadki, w których Prezes URE jest zobowiązany do unieważnienia aukcji biometanu obejmujące sytuacje, w której wszystkie oferty zostały odrzucone albo z przyczyn technicznych aukcja nie może zostać przeprowadzona.

W związku z obowiązkiem wniesienia kaucji lub gwarancji bankowych w celu uczestniczenia w aukcji biometanu, projektowany ust. 5 art. 83zd ustawy OZE opisuje terminy zwrotu kaucji lub gwarancji bankowej uczestnikowi aukcji, które wynoszą odpowiednio:

1) 90 dni od dnia wypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 9 ustawy OZE, albo

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

Zgodnie z projektowanym przepisem art. 83zd ust. 6 ustawy OZE w przypadku niewypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 9 ustawy OZE, kaucja, o której mowa w art. 83za ust. 4 ustawy OZE, podlega przepadkowi na rzecz Prezesa URE lub realizuje on gwarancję bankową, o której mowa w art. 83za ust. 4 ustawy OZE.

Na podstawie projektowanego przepisu ust. 7 niezwłocznie po rozstrzygnięciu aukcji biometanu Prezes URE informuje o jej wynikach wytwórców, których oferty wygrały aukcję. Ponadto przekazuje operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, w postaci elektronicznej, informacje zawierające dane tych wytwórców oraz dane dotyczące ilości i ceny skorygowanej biometanu, podanej w oświadczeniu, o którym mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 10 ustawy OZE, z uwzględnieniem podziału na kolejne następujące po sobie lata kalendarzowe, w celu prowadzenia przez tego operatora rozliczeń wynikających z wygrania aukcji.

Ponadto zgodnie z projektowanym art. 83zd ust. 8 ustawy OZE Prezes URE przekazuje ministrowi właściwemu do spraw klimatu informację w postaci elektronicznej o wyniku aukcji biometanu albo o jej unieważnieniu – w terminie 5 dni roboczych od dnia rozstrzygnięcia sesji aukcji. Treść informacji przekazywanej przez Prezesa URE zawiera dane wyszczególnione w projektowanym ust. 9, obejmujące:

1) wykaz ofert, które wygrały aukcję biometanu, w tym:

a) wskazanie wytwórców, których oferty wygrały aukcję biometanu,

b) informacje o:

– cenie w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, po której biometan został sprzedany w drodze aukcji przez poszczególnych wytwórców oraz cenie skorygowanej podanej w oświadczeniu, o którym mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 10, w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh,

– ilości w MWh i wartości w złotych, z dokładnością do jednego grosza, biometanu sprzedanego w drodze aukcji biometanu wytworzonego przez poszczególnych wytwórców biometanu, z uwzględnieniem podziału na kolejne następujące po sobie lata kalendarzowe, albo

2) wskazanie przyczyn unieważnienia aukcji biometanu.

Według projektowanego art. 83zd ust. 10 ustawy OZE, w przypadku gdy biogaz albo biogaz rolniczy wykorzystywany do wytwarzania biometanu w instalacji OZE objętej ofertą, o której mowa w art. 83zb ust. 1, nie będzie wytwarzany w tej instalacji, wytwórca, o którym mowa w art. 83t ust. 2, którego oferta wygrała aukcję biometanu, w terminie 30 dni od dnia otrzymania informacji o wygraniu aukcji, o której mowa w ust. 7 pkt 1, przekazuje Prezesowi URE:

1) następujące informacje o instalacji OZE służącej do wytworzenia biogazu albo biogazu rolniczego wykorzystywanych przez wytwórcę do wytworzenia biometanu:

a) imię, nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy biogazu albo biogazu rolniczego w tej instalacji odnawialnego źródła energii,

b) lokalizację tej instalacji OZE oraz jej unikalny numer identyfikacyjny generowany przez internetową platformę aukcyjną lub numer koncesji albo numer wpisu do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, albo rejestru wytwórców biogazu, albo rejestru wytwórców biogazu rolniczego, o ile zostały nadane,

c) w przypadku gdy na realizację inwestycji w zakresie tej instalacji OZE została udzielona pomoc publiczna – wartość udzielonej pomocy, datę jej udzielenia oraz nazwę podmiotu udzielającego;

2) oświadczenie wytwórcy wykorzystywanego biogazu albo biogazu rolniczego, 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 wartość pomocy inwestycyjnej udzielonej na realizację inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytworzenia biogazu albo biogazu rolniczego wynosi ….. zł.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.”.

Ustęp 11 tego artykułu stanowi, że w przypadku gdy zmiana danych zawartych w informacji, o której mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 6, polega na wskazaniu, że biogaz albo biogaz rolniczy, wykorzystywane do wytwarzania biometanu nie będą wytwarzane w instalacji, która wygrała aukcję wytwórca przekazuje Prezesowi URE, w terminie 30 dni od dnia tej zmiany, informacje i oświadczenie, o których mowa w art. 83zd ust. 10 w terminie 30 dni od dnia tej zmiany.

W przypadku wytwórców, którzy wygrali aukcję, zgodnie z projektowanym art. 83zd ust. 12 ustawy OZE, koniec terminu na dostarczenie po raz pierwszy do sieci gazowej zakontraktowanego biometanu nie może przypadać przed upływem terminu na sprzedaż po raz pierwszy biometanu określonego w art. 83zb ust. 3 pkt 9 ustawy OZE, tj. w terminie 48 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji biometanu.

Zgodnie z projektowanym art. 83zd ust. 13 ustawy OZE umowy o przyłączenie do sieci instalacji OZE, na podstawie których termin określony w art. 7 ust. 2a pkt 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne”, upływa przed końcem 48 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji biometanu, wymagają dostosowania w terminie 30 dni od dnia poinformowania właściwego przedsiębiorstwa energetycznego przez wytwórcę o wygraniu aukcji.

Na podstawie projektowanego art. 83zd ust. 14 ustawy OZE przedsiębiorstwo energetyczne na wniosek wytwórcy aktualizuje harmonogram przyłączenia, o którym mowa w art. 7 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, przez jego wydłużenie o okres nieprzekraczający 24 miesięcy od terminu przyłączenia określonego w umowie o przyłączenie. W przypadku odmowy przez przedsiębiorstwo energetyczne dostosowania umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w ust. 13, lub aktualizacji harmonogramu przyłączenia zgodnie z ust. 14, to zgodnie z projektowanym ust. 15 stosuje się przepisy art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, z zastrzeżeniem, że Prezes URE wydaje rozstrzygnięcie w terminie 90 dni, licząc od dnia wpływu wniosku o rozstrzygnięcie sporu.

Projektowany art. 83ze ustawy OZE dotyczy uwzględniania pomocy inwestycyjnej na realizację instalacji OZE, w której będzie wytwarzany biometan, w ofercie składanej w ramach aukcji biometanu. Przy czym okres, w którym wytwórcom, którzy wygrali aukcję biometanu

przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, zgodnie z art. 92 ust. 5a pkt 2 ustawy OZE, w odniesieniu do biometanu wytworzonego w instalacjach OZE, liczy się od dnia sprzedaży biometanu objętego wsparciem po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji biometanu, i trwa przez kolejne 20 lat, nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2054 r.

Zgodnie z projektowanym art. 83zf ust. 1 ustawy OZE otrzymana przez wytwórcę pomoc inwestycyjna wpływa na pomniejszenie ceny wynikającej z oferty, o której mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 3 ustawy OZE, złożonej przez wytwórcę, którego oferta wygrała aukcję dla biometanu.

Projektowany ust. 2 art. 83zf ustawy OZE mówi o tym, że do pomocy inwestycyjnej, o której mowa w powyższym akapicie, zalicza się również pomoc inwestycyjną przeznaczoną na realizację inwestycji w zakresie obiektów budowlanych i urządzeń, stanowiących całość techniczno-użytkową służącą do wytwarzania biogazu albo biogazu rolniczego, na potrzeby wytwarzania biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 83t ust. 1 ustawy OZE, niezależnie od tego, kto otrzymał tę pomoc.

Zgodnie z projektowanym ust. 3 ww. artykułu wartość ww. pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 83zf ust. 1 ustawy OZE, musi być wyrażona 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 (Dz. U. z 2026 r. poz. 500).

W projektowanym art. 83zf ust. 4 ustawy OZE przedstawiono wzór, według którego oblicza się wartość pomocy inwestycyjnej wraz z objaśnieniem poszczególnych symboli użytych we wzorze. Wartość pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, oblicza się na dzień złożenia oświadczenia, o którym mowa w 83zb ust. 3 pkt 10 ustawy OZE.

W przepisach projektowanego art. 83zf ust. 5 ustawy OZE określono wzór służący do obliczenia ceny skorygowanej stanowiącej podstawę wypłaty ujemnego salda, dla wytwórców biometanu, którzy wygrali aukcję biometanu.

Wytwórca zgodnie z projektowanym art. 83zf ust. 6 ustawy OZE dołącza do oświadczenia, o którym mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 10 ustawy OZE, informacje o wielkości udzielonej pomocy publicznej obliczonej zgodnie z ust. 3 i 4, oraz cenie skorygowanej, obliczonej zgodnie z ust. 5.

Przepisy projektowanego art. 83zf ust. 7 i 8 ustawy OZE regulują przypadek, gdy wytwórcy, którego oferta wygrała aukcję biometanu, po dniu złożenia oświadczenia, o którym mowa w

83zb ust. 3 pkt 10 ustawy OZE, zostanie udzielona pomoc inwestycyjna lub wzrośnie wartość tej pomocy. Wobec zaistnienia powyższego, najpóźniej w dziesiątym dniu miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło udzielenie takiej pomocy, ww. wytwórca jest zobowiązany do poinformowania Prezesa URE o jej otrzymaniu za pośrednictwem oświadczenia zawierającego wartość tej pomocy przeliczoną zgodnie z ust. 3 art. 83zf ustawy OZE datę jej udzielenia, wskazanie podmiotu udzielającego pomocy oraz cenę skorygowaną obliczoną według wzoru umieszczonego w projektowanym ust. 8 art. 83zf ustawy OZE. Wraz ze wzorem zamieszczono objaśnienie zastosowanych w nim symboli.

Ponadto, zgodnie z projektowanym art. 83zf ust. 9 ustawy OZE, wytwórca biometanu powiadamia operatora rozliczeń energii odnawialnej o wysokości ceny skorygowanej.

Przepis projektowanego art. 83zf ust. 10 ustawy OZE wskazuje, że wytwórca, którego oferta wygrała aukcję biometanu, jest zobowiązany do przekazywania Prezesowi URE, w całym okresie udzielanego wsparcia, w terminie 30 dni od zakończenia roku kalendarzowego, oświadczenia o nieudzieleniu pomocy inwestycyjnej w poprzednim roku kalendarzowym albo oświadczenia o wartości tej pomocy, zawierającego datę jej udzielenia oraz wskazanie podmiotu udzielającego pomocy. Dodatkowo, zgodnie z projektowanym art. 83zf ust. 11 ustawy OZE, zmiana wartości udzielonej pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 83zf ust. 1 ustawy OZE, która została uwzględniona przy obliczaniu ceny skorygowanej, o której mowa w art. 83zf ust. 5, 7 i 12 ustawy OZE, polegająca na obniżeniu wartości tej pomocy, nie powoduje zmiany wartości tej ceny.

Projektowany art. 83zf ust. 12 ustawy OZE wskazuje zasadę postępowania w przypadku, gdy po dniu złożenia oferty, która wygrała aukcję biometanu, informacje lub oświadczenie, o których mowa w art. 83zd ust. 10 ustawy OZE, stały się nieaktualne albo zostały złożone zgodnie z art. 83zd ust. 11. Wtedy wytwórca, o którym mowa w art. 83t ust. 2 ustawy OZE, najpóźniej w dziesiątym dniu miesiąca następującego po upływie miesiąca, w którym nastąpiła zmiana powodująca konieczność zaktualizowania tych informacji lub tego oświadczenia, albo złożenia tych informacji lub tego oświadczenia zgodnie z art. 83zd ust. 11 przekazuje nowe informacje lub nowe oświadczenie, o których mowa w art. 83zd ust. 11, albo zaktualizowane informacje lub oświadczenie, o których mowa w art. 83zd ust. 10 ustawy OZE, oraz oświadczenie wytwórcy zawierające wartość pomocy, o której mowa w ust. 1, przeliczoną zgodnie z ust. 3, datę jej udzielenia, wskazanie podmiotu udzielającego pomocy inwestycyjnej oraz cenę skorygowaną obliczoną według wzoru wskazanego w niniejszym ustępie. Do wzoru załączono stosowne objaśnienia zastosowanych we wzorze symboli.

W dodanym art. 83zf ust. 13 ustawy OZE wskazano, że należy stosować przepis art. 83zf ust. 7 ustawy OZE w przypadku, gdy po dniu złożenia, zgodnie z art. 83zf ust. 12 ustawy OZE, oświadczenia wytwórcy, w zakresie pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 83zf ust. 1 ustawy OZE, zostanie udzielona nowa pomoc inwestycyjna, o której mowa w art. 83zf ust. 1 ustawy OZE, lub wzrośnie wartość pomocy wskazanej w oświadczeniu.

Projektowany art. 83zg ust. 1 ustawy OZE nakłada na wytwórcę, którego oferta wygrała aukcję biometanu, obowiązek poinformowania Prezesa URE oraz operatora rozliczeń energii odnawialnej o dniu wytworzenia oraz wprowadzenia biometanu po raz pierwszy do sieci gazowej, potwierdzonym przez operatora sieci przesyłowej gazowej lub operatora sieci dystrybucyjnej gazowej i jego sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego dla biometanu – w terminie 30 dni od dnia tej sprzedaży po raz pierwszy w ramach wygranej oferty aukcyjnej.

Projektowany art. 83zg ust. 2 ustawy OZE dotyczy rozliczenia przez wytwórcę obowiązku sprzedaży biometanu w ramach systemu aukcyjnego, w ilości określonej przez tego wytwórcę w ofercie. Rozliczenie to następuje po zakończeniu okresu każdych pełnych trzech lat kalendarzowych, w którym przysługiwało wsparcie, oraz po zakończeniu okresu wsparcia w oparciu o ilość biometanu sprzedanego w ramach systemu aukcyjnego określoną w sprawozdaniach miesięcznych składanych zgodnie z art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy OZE.

W projektowanym art. 83zf ust. 3 ustawy OZE opisano przypadki, które będą rozstrzygane na korzyść wytwórcy biometanu w trakcie dokonywania weryfikacji obowiązku sprzedaży biometanu, o którym mowa w ust. 2 art. 83zf ustawy OZE, w których to przypadkach nastąpiło ograniczenie lub nie doszło do wytworzenia biometanu lub nie doszło do jego sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego w następstwie:

1) okoliczności, o których mowa w art. 83zh ust. 6 ustawy OZE;

2) remontu lub naprawy urządzeń wchodzących w skład instalacji odnawialnego źródła energii, niezwiązanych z pracami konserwacyjnymi wynikającymi z dokumentów technicznych tych urządzeń, których wytwórca, zachowując należytą staranność, nie był w stanie przewidzieć;

3) zmiany ilości i jakości wytwarzanego biogazu lub biogazu rolniczego wykorzystywanych do wytwarzania biometanu, która została spowodowana zaburzeniem procesów biologicznych spowodowanych czynnikami niezależnymi od wytwórcy, których wytwórca, zachowując należytą staranność, nie był w stanie przewidzieć;

4) sprzedaży biometanu na potrzeby realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych;

5) braku chłonności sieci gazowej potwierdzonej przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego.

Projektowany art. 83zg ust. 4 ustawy OZE określa okres karencji dla instalacji OZE, która służy do wytwarzania biometanu na potrzeby aukcji biometanu, dla której nie zostało spełnione zobowiązanie polegające na sprzedaży po raz pierwszy biometanu w ramach systemu aukcyjnego w terminie 48 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji biometanu. Taka instalacja może ponownie zostać objęta ofertą w aukcji biometanu po upływie 3 lat, licząc od dnia, w którym zobowiązanie stało się wymagalne.

Pkt 1 i 2 w projektowanym ust. 5 ww. artykułu ustawy OZE określają wymagania i parametry, które należy uwzględnić przy ustalaniu rzeczywistego rozliczenia obowiązku wytworzenia biometanu przez wytwórcę, który wygrał aukcję biometanu. Są nimi:

1) parametry jakościowe,

2) wymagania dotyczące pomiarów, w tym miejsca dokonywania pomiaru, rejestracji ilości

– biometanu wprowadzonego do sieci gazowej. Przy czym parametry jakościowe biometanu są określone w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z brzmieniem projektowanego art. 83zg ust. 6 ustawy OZE zobowiązanie uczestnika aukcji biometanu do sprzedaży po raz pierwszy w ramach aukcji biometanu, uznaje się za spełnione, gdy:

- wytwórca, w terminie realizacji tego zobowiązania został wpisany do rejestru wytwórców biogazu lub do rejestru wytwórców biogazu rolniczego i przekazał odpowiednio Prezesowi URE albo Dyrektorowi Generalnemu Krajowego Ośrodka Wspierania Rolnictwa (KOWR) oraz operatorowi rozliczeń energii odnawialnej informację o dniu wytworzenia i wprowadzenia biometanu do sieci gazowej, potwierdzoną przez operatora sieci przesyłowej gazowej lub operatora sieci dystrybucyjnej gazowej oraz
- instalacja OZE tego wytwórcy pozostawała w gotowości do wytwarzania biometanu jednak w wymaganym terminie nie doszło do sprzedaży po raz pierwszy biometanu w następstwie:
  1) obowiązywania regulacji prawa powszechnie obowiązującego;
  2) konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci gazowej;

3) wystąpienia awarii w systemie gazowym, w tym awarii przyłącza lub sieci gazowej;

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 żywiołowe, w tym katastrofę naturalną w rozumieniu ustawy z dnia 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (Dz. U. z 2025 r. poz. 112),

   b) wojnę, działania wojenne, akty terroryzmu, zamieszki;

5) wystąpienia awarii technicznej instalacji OZE rozumianej jako gwałtowne, nieprzewidziane i niezależne od wytwórcy uszkodzenie lub zniszczenie tej instalacji lub zniszczenie obiektów budowlanych, lub urządzeń warunkujących pracę tej instalacji.

W celu zapewnienia przygotowania wszystkich regulacji niezbędnych do przeprowadzenia pierwszej aukcji biometanu w 2027 r. wprowadzono przepis epizodyczny. Biorąc pod uwagę, że zgodnie z projektem ustawy przepisy dotyczące aukcji biometanu wchodzą w życie po upływie 4 miesięcy od dnia wejścia w życie projektu ustawy i jednocześnie Rada Ministrów ma wydać do dnia 15 grudnia danego roku rozporządzenie określające ilości i wartości biometanu jakie mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w kolejnych trzech latach kalendarzowych utrudnione mogłoby być wydanie rozporządzenia obejmującego 2027 r., a w konsekwencji przeprowadzenie pierwszej aukcji biometanu w 2027 r. Tym samym, konieczne jest wprowadzenie przepisu epizodycznego stanowiącego, że Rada Ministrów określi do dnia 31 maja 2027 r. maksymalne ilości i wartości biometanu, o których mowa w art. 83u ust. 2 ustawy OZE, które będą mogły zostać sprzedane w drodze aukcji biometanu w 2027 r.

Rozszerzono zakres uprawnień kontrolnych Prezesa URE zgodnie z art. 84 ust. 1 ustawy OZE o prawo do przeprowadzenia kontroli zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń, w tym dotyczących prawidłowości ceny skorygowanej, składanych przez wytwórców biometanu ubiegających się o dopuszczenie do wzięcia udziału w aukcjach biometanu, jak również wytwórców, którzy wygrali aukcje biometanu.

Na potrzeby przeprowadzania czynności kontrolnych w związku z aukcjami biometanu dodaje się art. 86 pkt 1 lit. b do ustawy OZE, który nadaje osobom upoważnionym do przeprowadzania kontroli uprawnienie do wstępu na teren nieruchomości, obiektów, lokali lub ich części, należących do wytwórcy biometanu wytwarzanego w instalacji OZE, który uzyskał zaświadczenie, dopuszczające do wzięcia udziału w aukcji biometanu, albo wygrał aukcję dla biometanu.

Dodatkowo, zgodnie ze zmienianym art. 87 ustawy OZE Prezes URE będzie zobowiązany do sporządzenia protokołu z przeprowadzonej kontroli wytwórcy biometanu zawierającego ocenę zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń, w tym dotyczących prawidłowości ceny skorygowanej, w związku z ubieganiem się o udział w aukcji biometanu, jak i po wygraniu aukcji biometanu.

Rozszerza się zawarty w art. 88 ustawy OZE obowiązek wydania przez Prezesa URE:

1) postanowienia o braku możliwości zakwalifikowania kwestionowanej ilości energii elektrycznej lub biometanu jako wytworzonych z OZE w instalacji OZE lub
2) decyzji o obowiązku zwrotu operatorowi rozliczeń energii odnawialnej uzyskanej pomocy, określając kwotę wsparcia wraz z odsetkami, która podlega zwrotowi do tego operatora w terminie miesiąca od dnia otrzymania decyzji, o których mowa w art. 88 ustawy OZE

– o przypadek stwierdzenia niezgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji lub złożonych w oświadczeń dotyczących aukcji biometanu.

Rozszerza się art. 92 ust. 5a ustawy OZE przyznający wytwórcy biometanu prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy OZE, wytwórcy biometanu, o którym mowa w:

1) art. 83l ust. 1 ustawy OZE, który uzyskał zaświadczenie Prezesa URE, o którym mowa w art. 83m ust. 8, niepóźniej niż w terminie do dnia 30 czerwca 2027 r.;
2) art. 83t ust. 2 ustawy OZE, który wygrał aukcję biometanu, w okresie niepóźniej niż do dnia 31 grudnia 2030 r.

Ponadto w zmodyfikowanym art. 92 ust. 10 ustawy OZE wskazano, że objęcie coroczną waloryzacją 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” dotyczy ceny:

1) sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z OZE, podanej w ofertach uczestników aukcji, których oferty wygrały aukcję;
2) sprzedaży biometanu, podanej w ofertach uczestników aukcji biometanu, których oferty wygrały aukcję;
3) skorygowanej, o której mowa w art. 39 ust. 5, 7 i 11, art. 39a ust. 5, 7 i 11, art. 83q ust. 4, 6 i 10 oraz art. 83zf ust. 5, 7 i 12;

4) zakupu obliczonej zgodnie z:

   a) art. 39a ust. 5 z uwzględnieniem art. 39a ust. 7 i 11,

   b) art. 83q ust. 4 z uwzględnieniem art. 83q ust. 6 i 10;

5) stanowiącej podstawę do obliczenia ujemnego salda dla wytwórcy, o którym mowa w:

   a) art. 70c ust. 6 pkt 1,

   b) art. 83n ust. 2.

Ponadto obejmuje się obowiązkiem określonym w art. 92 ust. 11^1 ustawy OZE także wytwórcę biometanu, który zamierza sprzedawać biometan w ramach systemu aukcyjnego biometanu. W ramach art. 92 ustawy OZE dodaje się nowy ust. 11^2, który ma na celu usunąć wątpliwości interpretacyjne dotyczące możliwości dodawania do biometanu gazów wytworzonych z surowców innych niż biomasa (np. propanu) celem umożliwienia jego zatłoczenia do sieci gazowej. Dodawany przepis określa sposób ustalania ilości biometanu wprowadzonego do sieci gazowej w sytuacji dodawania do niego (przed wprowadzeniem do sieci) gazów wytworzonych z surowców innych niż biomasa. Wprowadzone doprecyzowanie dookreśla sposób ustalania ilości biometanu na potrzeby udzielania wsparcia operacyjnego wytwórcom biometanu oraz wydawania gwarancji pochodzenia dla biometanu.

Operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego będzie zobowiązany do ustalania ilości biometanu wytworzonego w instalacji OZE i zatłoczonego do jego sieci gazowej a następnie przekazywania tych danych na potrzeby rozliczenia ujemnego salda przez wytwórcę biometanu lub uzyskania przez tego wytwórcę gwarancji pochodzenia dla biometanu. Operator systemu gazowego będzie ustalał ilość biometanu wprowadzonego do sieci na podstawie rzeczywistych wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, do których wytwórca biometanu zapewni mu dostęp. Operator systemu gazowego ustalając wytworzoną w danej instalacji OZE ilość biometanu, która następnie została zatłoczona do sieci gazowej danego operatora, nie uwzględnia w tej ilości gazów innych niż wytworzone z biomasy.

Podsumowując, należy zwrócić uwagę, iż przepisy art. 92 ust. 11^1 i 11^2 ustawy OZE precyzują warunki na jakich ustala się ilość biometanu, którą wytwórca biometanu korzystający z systemu wsparcia, o którym mowa w art. 83l–83s albo w systemie wsparcia w postaci aukcji biometanu rozlicza z operatorem rozliczeń energii odnawialnej. Należą do nich w szczególności:

1) potrzeba opomiarowania ilościowego wytworzonego a następnie wprowadzonego biometanu do sieci gazowej, co oznacza w praktyce nieuwzględnienie ilości biometanu, które nie spełniły wymagań w zakresie parametrów jakościowych przez co nie zostały wprowadzone do sieci gazowej i zostały zawrócone do komory fermentacyjnej albo spalone w pochodni;
2) potrzeba opomiarowania jedynie ilości wytworzonego biometanu bez uwzględniania wszelkiego rodzaju gazów, które nie zostały wytworzone z biomasy, a które z uwagi na konieczność dostosowania parametrów jakościowych biometanu wprowadzanego do sieci gazowej należało dodać do biometanu.

Do art. 92 ustawy OZE dodaje się również nowy ust. 11^3, który ma na celu nadać uprawnienia operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106 ustawy OZE, w zakresie ewentualnego dostępu do danych pochodzących ze wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych wykorzystywanych na potrzeby art. 92 ust. 11^1 i 11^2 w celu umożliwienia weryfikacji wniosków dotyczących ujemnego salda.

Obowiązkami wynikającymi z art. 93 ust. 2 ustawy OZE obejmuje się także wytwórcę biometanu, którego oferta wygrała aukcję biometanu. Dodatkowo, nakłada się obowiązek prowadzenia dokumentacji, o której mowa w art. 93 ust. 2 pkt 1 zgodnie z brzmieniem projektowanej lit. b, także biometan objęty ofertą, o której mowa w art. 83zb. Ponadto wytwórca, który wygrał aukcję biometanu, jest zobowiązany – zgodnie z projektowanym ust. 2 pkt 2 lit. b – do obliczenia wartości biometanu wytworzonego z OZE w instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu sprzedanego w danym miesiącu, jako iloczyn ilości biometanu przeznaczonego do sprzedaży w ramach aukcji biometanu i średniej dziennej ceny stanowiącej średnią ważoną wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych cenę gazu ziemnego wysokometanowego dostarczanego do Krajowego Systemu Przesyłowego, zawartych na instrumencie z dostawą w najbliższym okresie 24 godzin liczonych od godziny 06:00 dnia następnego po czasie zawarcia transakcji giełdowej – 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. Potocznie okres 24 godzin liczonych od godziny 06:00 dnia następnego po czasie zawarcia transakcji giełdowej zwany jest dobą gazową. Tak przyjęty okres jest używany w rozliczeniach i bilansowaniach dokonywanych na rynku gazu.

Zmieniono również wprowadzenie do wyliczenia w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy OZE przez określenie, że nie wszystkie informacje wskazane w pkt 1 i 2 będą przekazywane operatorowi

rozliczeń, lecz tylko informacje o ilości energii, o której mowa w pkt 1 i informacje, o których mowa w pkt 2. Zmiana ma na celu ograniczenie liczby przekazywanych Zarządcy Rozliczeń S.A. (operatorowi rozliczeń energii odnawialnej) danych, które nie są mu niezbędne. Zgodnie ze zmianą w przekazywanym sprawozdaniu będzie uwzględniana tylko dobowa ilość energii objętej ofertą lub biometanu, wyrażona w kWh. Informacja o cenie wytworzonej energii elektrycznej, po której sprzedaje wytwórca, nie jest niezbędna, gdyż nie jest ona brana pod uwagę w celu wyliczania wartości salda.

Rozszerza się brzmienie w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy OZE dodając lit. h, która zawiera przepis obligujący wytwórcę biometanu, którego oferta wygrała aukcję biometanu, do przekazywania operatorowi rozliczeń energii odnawialnej 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 ceny zawartej w ofercie, która wygrała aukcję biometanu, skorygowanej zgodnie z art. 83zf ust. 5 albo 7, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10, z uwzględnieniem ust. 4a i 6a.

W konsekwencji zmiany art. 93 ust. 2 pkt 2 lit. b ustawy OZE wprowadzono do projektu ustawy przepis przejściowy stanowiący, iż do wniosków o pokrycie ujemnego salda złożonych przez wytwórcę biometanu i nierozpatrzonych przed dniem wejścia w życie projektowanej ustawy, stosuje się przepis art. 93 ust. 2 pkt 2 lit. b ustawy OZE w brzmieniu dotychczasowym. Przepis pozwoli uniknąć wątpliwości w zakresie stanu prawnego, który powinien być stosowany w konkretnych przypadkach.

Do art. 93 ustawy OZE dodano także ust. 2a nakładający na wytwórcę obowiązek przedstawienia na żądanie operatora rozliczeń energii odnawialnej w ciągu 7 dni kopii dokumentacji, o której mowa w ust. 2 pkt 1 oraz w art. 25 pkt 4 ustawy OZE.

W ramach projektu ustawy dokonuje się również zmiany brzmienia art. 93 ust. 3a–3c ustawy OZE. Zmiana ust. 3a ma charakter doprecyzowujący i ma na celu rozstrzygnięcie, że celem art. 93 ust. 3a ustawy OZE było uzależnienie udzielania wsparcia finansowego dla energii elektrycznej wytwarzanej z paliw z biomasy lub z biopłynów od spełniania przez nie kryteriów zrównoważonego rozwoju (KZR) i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych (GHG) ale tylko w przypadku, gdy są wykorzystywane w instalacjach określonych w art. 135a ust. 8 ustawy

OZE, przy czym instalacje OZE wykorzystujące biopłyny zostały objęte obowiązkiem spełniania KZR i GHG bez względu na wielkość ich całkowitej nominalnej mocy cieplnej.

Zmiana dotycząca ust. 3b precyzuje sposób obliczenia ilości biometanu, która ma być podstawą do wyznaczenia wartości biometanu objętego wsparciem FIP lub aukcyjnym, w przypadku gdy z uwagi na konieczność dostosowania biometanu do wymagań w zakresie parametrów jakościowych obowiązujących na terenie konkretnej sieci gazowej – niezbędne było dodawanie do tego biometanu gazów wytworzonych z surowców innych niż biomasa.

Zmiana dotycząca ust. 3c polega na korekcie błędnego odesłania.

Zgodnie ze zmienionym art. 94 ust. 1 pkt 1 lit. e ustawy OZE nakłada się na operatora rozliczeń energii odnawialnej, obowiązek przekazywania Prezesowi URE informacji o planowanych w roku następnym wypłatach na pokrycie ujemnego salda, wytwórcom biometanu, o których mowa w art. 83t ust. 2 ustawy OZE.

Ponadto, zgodnie z brzmieniem art. 94 ust. 1a ustawy OZE, operator rozliczeń energii odnawialnej przekazuje Prezesowi URE informację o ilości:

1) energii elektrycznej sprzedanej przez poszczególnych wytwórców z podziałem na instalacje 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, o ilości energii wytworzonej i wprowadzonej do sieci w godzinach dostawy, dla której średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej z rynku były niższe niż 0 złotych za 1 MWh oraz ilości energii, o której mowa w art. 93 ust. 18,

2) biometanu sprzedanego w ramach systemu wsparcia, o którym mowa w art. 83l ust. 1 oraz w ramach aukcji biometanu, oraz o ilości biometanu wytworzonego w godzinach dostawy, gdy ceny gazu ziemnego, o których mowa w art. 93 ust. 3 pkt 2, w okresie kolejnych 24 godzin liczonych od godziny 06:00 dnia następnego względem dnia zawarcia transakcji, o których mowa w art. 93 ust. 3 pkt 2, dla których średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny gazu ziemnego były niższe niż 0 złotych za 1 MWh

– do dnia 30 kwietnia danego roku kalendarzowego, za rok poprzedni.

Zgodnie z brzmieniem projektowanego w art. 94 ust. 2 pkt 4c ustawy OZE Prezes URE, planując wypłaty na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i 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 (Dz. U. z 2025 r. poz. 498, z późn. zm.), w roku następnym, jest zobowiązany wziąć pod uwagę także maksymalną ilość biometanu wytworzonego z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji biometanu w następnym roku kalendarzowym, określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 83u ust. 5 ustawy OZE.

Zmiany dotyczące wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla biometanu

Z uwagi na to, że gwarancje pochodzenia są wydawane w postaci elektronicznej, w art. 121 ust. 1 ustawy OZE uwzględniono możliwość składania wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia również w formie elektronicznej.

Wprowadzono zmianę w art. 121 ust. 3 ustawy OZE polegającą na przedłużeniu z 6 na 12 miesięcy maksymalnego okresu, za jaki wytwórca może ubiegać się o wydanie gwarancji pochodzenia dla danego rodzaju energii.

W art. 121 ust. 5 ustawy OZE zawęża się zakres danych weryfikowanych przez operatora systemu przesyłowego gazowego – do danych określonych w art. 121 ust. 3 pkt 1 i 3 ustawy OZE, w przypadku wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla biometanu oraz wodoru odnawialnego. Operator systemu przesyłowego gazowego będzie weryfikować wyłącznie dane związane z oznaczeniem wytwórcy biometanu lub wodoru odnawialnego oraz dane dotyczące ilości wprowadzonych do sieci biometanu oraz wodoru odnawialnego. W przypadku gdy jest on transportowany środkami transportu innymi niż sieci gazowe lub w przypadku wykorzystania go do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu – weryfikacji dokonuje jednostka akredytowana.

W konsekwencji powyższych zmian należało zmienić również art. 124 ust. 10 ustawy OZE, umożliwiając przekazywanie do Prezesa URE wniosków o uznanie gwarancji pochodzenia drogą elektroniczną. Jednocześnie zasadne było przeniesienie definicji posiadacza gwarancji pochodzenia z art. 124a ust. 2 ustawy OZE do tego przepisu, gdyż w nim po raz pierwszy pojawia się wskazane sformułowanie.

Ponadto dokonano zmiany brzmienia art. 121 ust. 7 pkt 1 ustawy OZE, określającego zasady ustalenia rzeczywistej ilości biometanu wytworzonego i wprowadzonego do sieci gazowej w celu wydania gwarancji pochodzenia. Jednocześnie pozostawia się bez zmian brzmienie art. 121 ust. 7 pkt 2 ustawy OZE, który określa rzeczywistą ilości biometanu dla potrzeb wydania gwarancji pochodzenia w przypadku transportowania biometanu poza siecią gazową.

Zaproponowana zmiana ma na celu usunięcie wątpliwości interpretacyjnych w zakresie możliwości wydawania gwarancji pochodzenia dla biometanu z dodatkiem gazów, które nie zostały wytworzone z biomasy. W praktyce funkcjonowania operatorów systemu gazowego dodawanie ww. gazów (np. propanu albo azotu) może być niezbędne w celu dostosowania ciepła spalania biometanu do warunków aktualnie panujących w danej sieci gazowej.

Wprowadzona zmiana polega na określeniu sposobu ustalania przez operatora sieci gazowej ilości biometanu wytworzonego w instalacji OZE i wprowadzonego do sieci gazowej, przy czym ustalenia ilości wytworzonego biometanu dokonuje się analogicznie jak na potrzeby wniosku o pokrycie ujemnego salda, tj. na podstawie rzeczywistych wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych określających ilość wytworzonego biometanu.

Dostosowanie przepisów dotyczących kar pieniężnych w ustawie OZE

Zgodnie z art. 168 ustawy OZE rozszerza się zakres przypadków, które podlegają karze pieniężnej. Dodaje się pkt 15a w art. 168 ustawy OZE, zgodnie z którym wytwórca biometanu w ramach systemu aukcyjnego po wypełnieniu zobowiązania, o którym mowa w art. 83zb ust. 3 pkt 9 ustawy OZE dokonał sprzedaży biometanu w ramach systemu aukcyjnego poniżej 60% ilości tego biometanu określonej w ofercie, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83zg ust. 2 ustawy OZE. Wprowadzono w tym przepisie wyłączenie, zgodnie z którym przypadku gdy do sprzedaży biometanu w ramach systemu aukcyjnego nie doszło w następstwie okoliczności, o których mowa w art. 83zg ust. 3 ustawy OZE – podmiot nie podlega karze. Przepis stanowi jednocześnie, że na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży zalicza się również ilość biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii w okresach, o których mowa w art. 93 ust. 3 pkt 2, dla którego średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny gazu ziemnego, o których mowa w art. 93 ust. 3 pkt 2, były niższe niż 0 złotych za 1 MWh.

Poszerza się zakres przedmiotowy przepisu art. 168 pkt 16 ustawy OZE o karę dla wytwórcy biometanu, który wygrał aukcję biometanu, a nie przekazał Prezesowi URE w terminie informacji, o których mowa w art. 83zd ust. 10 ustawy OZE lub podał nieprawdziwą informację. Analogicznej karze będzie podlegał wytwórca energii elektrycznej z biogazu lub biogazu rolniczego, którego oferta wygrała aukcję.

Ponadto w projektowanym art. 170 ust. 6a ustawy OZE wprowadza się wzór, na podstawie którego jest obliczana wysokość kary pieniężnej opisanej w art. 168 pkt 15a ustawy OZE.

Wprowadza się zmianę art. 170 ust. 2a ustawy OZE, która rozszerza katalog przypadków, w których 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 ukarany podmiot. Dotychczasowy katalog obejmował jedynie art. 168 pkt 1 ustawy OZE – co było niewystarczające. Należało rozszerzyć go również o art. 168 pkt 1–5, 7, 9a, 10, 11a oraz 25 z uwagi na to, że w przypadkach tam wymienionych wysokość kary również jest uzależniona od wysokości przychodu za rok kalendarzowy poprzedzający rok nałożenia kary pieniężnej. Zatem, gdy w tych przypadkach ustalenie wysokości przychodu za rok kalendarzowy poprzedzający rok nałożenia kary pieniężnej będzie niemożliwe lub znacząco utrudnione, Prezes URE będzie mógł uwzględniać ostatni ustalony przychód prowadzonej działalności ukaranego podmiotu.

2. Określenie zasad funkcjonowania gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu

Wykorzystanie potencjału sektora biogazowego może znacząco przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju przez dywersyfikację wykorzystywanych źródeł energii – co jest szczególnie istotne w obecnej sytuacji geopolitycznej. Rozwój sektora biogazu i biometanu przyczyni się do zmniejszenia uzależnienia Polski od zewnętrznych dostaw paliw gazowych, wzmacniając bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Produkcja biogazu, w tym biogazu rolniczego, a w przyszłości także biometanu, ma służyć przede wszystkim zmniejszeniu zapotrzebowania krajowego w zakresie gazu ziemnego oraz stanowić jeden z fundamentów transformacji energetycznej kraju.

Liczne analizy zarówno organizacji branżowych jak i placówek badawczych wskazują, że krajowy potencjał techniczny biogazu (rozumiany również jako potencjał wytwórczy wynikający w teoretycznej dostępności surowca), który jest szacowany na poziomie ok. 13,5 mld m^3 biogazu, pozwala na wytworzenie ok. 8 mld m^3 biometanu rocznie. Jest to potencjał wynikający z ogólnej dostępności pozostałości z sektora rolnictwa, odpadów i produktów ubocznych z przetwórstwa rolno-spożywczego, jak również odpadów komunalnych selektywnie zbieranych, a więc wszelkiego rodzaju surowców z pominięciem takich roślin energetycznych jak kukurydza. Niemniej jednak, z uwagi na liczne ograniczenia w postaci: problemów z chłonnością sieci gazowych, rozdrobnienia produkcji rolnej czy też konieczności dostarczania substratów do biogazowni lub biometanowni zlokalizowanych w pobliżu sieci

gazowych powodują, że realny potencjał substratów do wykorzystania przy wytwarzaniu biometanu jest na nieco niższym poziomie.

Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR), dokonało próby urealnienia możliwości w zakresie produkcji biometanu. Zgodnie z aktualnym raportem NCBiR[1)] potencjał inwestycyjny w Polsce wynosi ok. 3,2 mld m^3 biometanu, co stanowi niemal 70% potencjału wdrożeniowego oraz 40% potencjału technicznego biometanu.

Zgodnie z informacjami zawartymi w ww. raporcie pod pojęciem potencjału wdrożeniowego należy rozumieć potencjał techniczny uwzględniający możliwość mobilizacji i dostawy zasobów dostępnych w danej gminie do instalacji wytwarzania biometanu. Potencjał inwestycyjny natomiast stanowi, według autorów opracowania, tę część potencjału wdrożeniowego, której dostarczenie do zakładu dostarczającego biometan jest ekonomicznie uzasadnione.

Przedstawiony przez NCBiR poziom potencjału wdrożeniowego wynika z faktu dużego rozdrobnienia krajowej produkcji rolnej. Mimo stopniowo postępującej koncentracji produkcji wciąż dominują małe stada zwierząt oraz niewielkie powierzchniowo gospodarstwa. Przykładem niech będzie średnia wielkość stada bydła w Polsce, która wynosi 23 szt. Warto wskazać, że tylko w 24 gminach średnia wielkość stada wynosi powyżej 100 szt.

Jednym z istotnych aspektów mających wpływ na lokalizację biometanowni jest dostęp do sieci gazowej w celu przesyłu wytworzonego biometanu do odbiorcy. Należy przy tym mieć na uwadze, że sieć gazowa jest najbardziej racjonalnym środowiskowo i ekonomicznie sposobem transportu. Ograniczenia w zakresie chłonności sieci mogą być rozwiązane przez zastosowanie urządzeń technicznych na sieci, takich jak np. stacje rewersyjne albo połączenia gazociągów przez tzw. spinki.

Zgodnie z opracowaniami branżowymi na poziom wykorzystania potencjału inwestycyjnego w zakresie biogazu i biometanu ma wpływ wiele czynników. System wsparcia i uwarunkowania formalno-prawne, poza dostępem do substratów, dostępem do sieci gazowej, a także relacjami ze społecznością lokalną, są głównymi zmiennymi decyzyjnymi dla potencjalnych inwestorów.

Analiza NCBiR jest jednym z pierwszych tego typu opracowań podejmujących tematykę dotyczącą realnych możliwości wykorzystania surowców w zakresie wytwarzania biometanu.

[1)] Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce. Opracowanie na potrzeby Symulatora Polskiego Systemu Energetycznego. Wersja z dn. 20.05.2024 r.

Stanowi jednak potwierdzenie tezy (niezależnie od przyjętych ostatecznie wartości liczbowych), że z przyczyn ekonomicznych, społecznych oraz technicznych nie jest możliwe pełne wykorzystanie dostępnego surowca na potrzeby wytwarzania biometanu. Natomiast alternatywne wykorzystanie dostępnych surowców, np. na potrzeby produkcji biogazu, powoduje konieczność opracowania rozwiązań prawnych umożliwiających zagospodarowanie biogazu nie tylko na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio w pobliżu funkcjonującej instalacji biogazu.

Krajowy potencjał surowcowy (poza wykorzystaniem na potrzeby biometanu) będzie zatem również wykorzystywany do wytwarzania biogazu (w tym biogazu rolniczego) w stosunkowo mniejszych instalacjach. Tak wytworzony biogaz będzie następnie przeznaczany na potrzeby produkcji energii elektrycznej w miejscu jego wytworzenia i w zależności od możliwości lokalnej sieci energetycznej będzie do tej sieci wprowadzany.

Jednocześnie, biorąc pod uwagę zarówno ograniczenia w zakresie omówionych powyżej możliwości wytwarzania biometanu, czy też dostępności sieci energetycznej, konieczne jest wprowadzenie dodatkowych i alternatywnych rozwiązań w zakresie przesyłu biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu zapewniających jego efektywne wykorzystanie. Takim rozwiązaniem są, m.in. proponowane w projekcie ustawy rozwiązania mające na celu ułatwienie dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu za pośrednictwem gazociągu bezpośredniego, o którym mowa w art. 3 pkt 11e ustawy – Prawo energetyczne. Uproszczenie ram prawnych do takiego wykorzystania substratów pozwoli na optymalizację udziału różnego rodzaju biogazu w miksie energetycznym oraz przyczyni się do redukcji przeciążeń w lokalnych sieciach elektroenergetycznych na obszarach wiejskich, co realnie poprawi poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju i może przyczynić się do wzrostu potencjału inwestycyjnego w zakresie biometanu.

Podsumowując, w celu zapewnienia, aby biogaz, biogaz rolniczy lub biometan stanowił nie tylko element bilansowania systemu elektroenergetycznego, ale także realne wsparcie dla systemów gazowych i zastosowań przemysłowych, konieczne jest dostosowanie otoczenia prawnego dla jego wykorzystania w inny sposób niż tylko do produkcji ciepła i energii elektrycznej w miejscu wytworzenia biogazu lub biogazu rolniczego.

Pierwszym krokiem podjętym w tym kierunku było wydanie rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 26 czerwca 2024 r. w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach OZE i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe (Dz. U.

poz. 974). Rozporządzenie to określa wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu (…), miejsce dokonywania pomiarów ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu oraz dwa alternatywne sposoby przeliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu na ilość energii wyrażonej w MWh. Ww. rozporządzenie dotyczy sytuacji, w których zarówno biogaz lub biogaz rolniczy jak również biometan jest transportowany z pominięciem sieci gazowej.

Kolejnym działaniem poszerzającym spektrum możliwości transportowych biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu jest ułatwienie transportu tych biogazów od wytwórcy do:

a) pojedynczego, końcowego odbiorcy przemysłowego albo

b) operatora instalacji uzdatniania biogazu do jakości biometanu za pośrednictwem gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu.

Jednocześnie należy zaznaczyć, że projektowane regulacje nie odnoszą się do lokalnych sieci gazowych, w których należy zapewnić znacznie bardziej rygorystyczne wymogi w zakresie parametrów jakościowych przesyłanego biogazu lub biogazu rolniczego ze względu na większą liczbę odbiorców i ich wymagania jakościowe urządzeń zasilanych takim rodzajem paliwa gazowego.

Obecne regulacje dotyczące sektora gazowego nie uwzględniają specyfiki przesyłu biogazu (w tym biogazu rolniczego) przy wykorzystaniu gazociągu bezpośredniego, o którym mowa w art. 3 pkt 11e ustawy – Prawo energetyczne. Z uwagi na zmieniający się skład biogazu w czasie konieczne jest określenie parametrów biogazu, który będzie mógł być transportowany za pomocą gazociągu bezpośredniego. W tym celu na zlecenie Ministerstwa Klimatu i Środowiska została sporządzona przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy ekspertyza pn. Określenie optymalnych parametrów biogazu rolniczego transportowanego biogazociągiem bezpośrednim przy zachowaniu bezpieczeństwa jego transportu. Ekspertyza w oparciu o doświadczenia i rozwiązania funkcjonujące w Niemczech, Holandii i Danii oraz w oparciu o pierwsze rozwiązanie w Polsce określa możliwości realizacji transportu biogazu rolniczego za pośrednictwem gazociągu bezpośredniego między jego wytwórcą a odbiorcą końcowym. Analizie poddano dwa scenariusze dostawy biogazu do odbiorcy, stanowiące alternatywne warianty realizacji procesu, czyli transport z biogazowni do instalacji oczyszczania oraz transport z biogazowni do pojedynczego odbiorcy przemysłowego.

Z uwagi na łatwopalność i potencjalną wybuchowość dostarczanego gazociągiem bezpośrednim biogazu lub biogazu rolniczego, które mają inne parametry jakościowe niż

tradycyjny gaz ziemny, w projektowanym art. 9a ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2026 r. poz. 524, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą – Prawo budowlane", nie przewiduje się możliwości uzyskania odstępstw od przepisów techniczno-budowlanych, o których mowa w art. 7 powyższej ustawy, dla nowobudowanych gazociągów bezpośrednich, którymi będą dostarczane biogaz lub biogaz rolniczy.

Mając na celu przyspieszenie i uproszczenie procedur związanych z budową i eksploatacją gazociągów bezpośrednich służących do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, uwzględniając wymogi w zakresie bezpieczeństwa oraz wyniki ww. ekspertyzy, w przepisach ustawy – Prawo energetyczne wprowadzono zmiany szczegółowo opisane poniżej**.**

W art. 7a ustawy – Prawo energetyczne dodano ust. 5 wskazujący, że Prezes URE przed udzieleniem zgody, o której mowa w ust. 3, na budowę gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, ustala, czy gazociąg ten będzie dostarczał biogaz, biogaz rolniczy lub biometan bezpośrednio do instalacji odbiorcy z pominięciem systemu gazowego.

Zgodnie z projektowanym art. 7a ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne do udzielania zgody na budowę gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu nie stosuje się przesłanek wymienionych w ust. 4 art. 7a ustawy – Prawo energetyczne. Jest to bardzo istotne uproszczenie dla wytwórców biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, które ułatwi uzyskanie zgody Prezesa URE na budowę gazociągu bezpośredniego służącego dostarczaniu biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu.

Projektowany ust. 7 w art. 7a ustawy – Prawo energetyczne zobowiązuje wytwórcę biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu posiadającego tytuł prawny do gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu do poinformowania Prezesa URE o rozpoczęciu dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu tym gazociągiem – w terminie 30 dni od rozpoczęcia dostarczania. W przypadku zaprzestania eksploatacji lub likwidacji tego gazociągu wytwórca ma 14 dni od dnia wystąpienia danego zdarzenia na poinformowanie wskazanego powyżej organu.

Do gazociągów bezpośrednich służących do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu będą miały ponadto zastosowanie obowiązujące przepisy prawa, w tym ustawy – Prawo budowlane, ustawy – Prawo energetyczne, a także obowiązujące normy techniczne i wytyczne branżowe. W obecnym stanie prawnym, mimo braku dedykowanych przepisów w tym zakresie, powstają gazociągi bezpośrednie, zaś przy ich budowie i eksploatacji

przedsiębiorcy opierają się o przepisy dotyczące budowy sieci gazowej, którą będzie transportowany gaz ziemny. Analogiczna sytuacja jest dopuszczalna również w przypadku budowy gazociągów bezpośrednich służących do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu.

W projektowanym art. 7a[1] ust. 1 ww. ustawy – Prawo energetyczne zobowiązano podmiot posiadający tytuł prawny do gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu do:

1) zapewnienia prawidłowej eksploatacji tego gazociągu bezpośredniego oraz procedury postępowania w sytuacjach awaryjnych uwzględniające odmienne od gazu ziemnego właściwości biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu;
2) zachowania parametrów jakościowych biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu dostarczanego tym gazociągiem bezpośrednim.

Ponadto w projektowanym ust. 2 ww. artykułu nałożono na podmiot wprowadzający biogaz, biogaz rolniczy lub biometan do gazociągu bezpośredniego obowiązek dotrzymania parametrów jakościowych biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu dostarczanych tym gazociągiem.

Przepisy projektowanego ust. 6 nakładają obowiązek na ministra właściwego do spraw klimatu określenia, w drodze rozporządzenia, parametrów jakościowych biogazu, biogazu rolniczego oraz biometanu dostarczanego gazociągiem bezpośrednim oraz sposobów ich pomiarów i rejestracji, mając na uwadze bezpieczeństwo jego użytkowania oraz wpływ na środowisko i zdrowie ludzi.

Brzmienie art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne rozszerzono o pkt 6bf wskazujący, iż karze podlega podmiot posiadający tytuł prawny do gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, który nie przekazał Prezesowi URE informacji o:

- rozpoczęciu dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu gazociągiem bezpośrednim biogazu – w terminie 30 dni od rozpoczęcia dostarczania,
- zaprzestaniu eksploatacji i likwidacji tego gazociągu – w terminie 14 dni od dnia wystąpienia danego zdarzenia.

Zgodnie z brzmieniem zmienionego ust. 2g pkt 1 Prezes URE za ww. naruszenia wymierza w drodze decyzji karę administracyjną w wysokości od 1 000 zł do 5 000 zł.

Dodatkowo, wprowadzono przepisy przejściowe dotyczące podmiotów posiadających tytuł prawny do gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu wybudowanego przed dniem wejścia w życie projektowanych przepisów.

Zgodnie z przepisem przejściowym podmiot posiadający tytuł prawny do gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, wybudowanego przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie projektowanej regulacji składa do Prezesa URE informację, o której mowa w art. 7a ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne.

Dodano również przepis przejściowy stanowiący, że do postępowań w sprawie wydania pozwolenia na budowę dla gazociągów bezpośrednich służących do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie projektowanych przepisów nie stosuje się przepisu art. 9a ustawy – Prawo budowlane. Tym samym, do inwestycji stanowiących przedmiot takiego postępowania możliwe będzie zastosowanie przepisów dotyczących odstępstw.

Ponadto, zgodnie z brzmieniem projektowanej ustawy, nie stosuje się wymogu dotrzymania parametrów jakościowych biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu określonego w art. $7a^1$ ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne dla gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, wybudowanego przed dniem wejścia w życie projektowanej regulacji w zakresie gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu.

Ze względu na funkcjonowanie uregulowań prawnych, które określają ramy prawne oraz zasady dostarczania biogazu, w tym biogazu rolniczego oraz biometanu gazociągiem bezpośrednim, które sprawiają trudności w stosowaniu, zasadne jest przyjęcie projektowanych przepisów (upraszczających obecne procedury), postulowanych przez branżę biogazową.

3. Pozostałe zmiany zawarte w projekcie ustawy

3.1. Inne zmiany w ustawie OZE

Zwiększenie spójności i transparentności prezentowania szczegółowych informacji dotyczących rozliczenia na fakturach prosumenckich w zakresie naliczania i rozliczania depozytu prosumenckiego przez spółki obrotu

Analizując informacje zawarte w fakturach spółek obrotu, stwierdzono różnice w zakresie ich prezentowania. Na fakturach jest brak np. informacji o kwocie rozliczonego depozytu dla

każdego miesiąca czy informacji o wartości energii pobranej i wprowadzonej dla każdego miesiąca. Zauważono także rozbieżność dotyczącą podejścia do podawania rynkowej miesięcznej ceny energii elektrycznej (RCEm) na fakturach. Niektóre spółki jej nie podają, uznając, że jej wartość jest publikowana na stronie Polskich Sieci Elektroenergetycznych. Wobec powyższego zdecydowano o potrzebie podjęcia działań prawnych mających na celu ujednolicenie zawartości szczegółowych informacji dotyczących rozliczenia na fakturach spółek obrotu w celu zwiększenia spójności i transparentności prezentowania danych.

Proponowana zmiana art. 4 ust. 6 ustawy OZE ma na celu zwiększenie przejrzystości rozliczeń dla prosumentów energii odnawialnej. Wprowadzenie szczegółowych informacji dotyczących ilości i wartości wprowadzonej oraz pobranej energii, a także o rozliczeniu depozytu prosumenckiego zapewnią prosumentom pełną transparentność rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej. Dzięki temu prosumenci będą mogli lepiej zarządzać swoim zużyciem energii, co zwiększy ich zaufanie do systemu rozliczeń i przyczyni się do bardziej efektywnego funkcjonowania rynku energii odnawialnej.

Końcowe rozliczenie depozytu prosumenckiego po dokonaniu przez prosumenta energii odnawialnej, prosumenta zbiorowego energii odnawialnej lub prosumenta wirtualnego energii odnawialnej zmiany sprzedawcy dla punktu poboru energii objętego rozliczeniem

Wprowadzenie przepisu będzie mieć wpływ na uregulowanie kwestii rozliczenia depozytu prosumenckiego w przypadku zmiany sprzedawcy energii. Dotychczasowy sprzedawca będzie zobowiązany do zwrotu nadpłaty w terminie nie dłuższym niż do końca kolejnego miesiąca po zmianie sprzedawcy lub terminie rozliczenia końcowego. Zmiana wprowadzi klarowne uregulowanie prawne dotyczące obowiązków stron w przypadku zmiany dostawcy energii dla prosumenta. Rozwiąże to również problem obecnie nieuregulowanego przenoszenia nadpłaty z depozytu prosumenckiego do innego sprzedawcy.

Weryfikacja danych wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego, ciepła z biogazu rolniczego lub biogazu rolniczego w mikroinstalacji biogazu rolniczego

W ustawie OZE wprowadza się art. 19 ust. 3–7. Dla celów weryfikacji danych wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego, ciepła z biogazu rolniczego lub biogazu rolniczego w mikroinstalacji biogazu rolniczego, o których mowa w art. 19 ust. 1 ustawy OZE, jest niezbędne umożliwienie operatorowi rozliczeń energii odnawialnych potwierdzania faktu wpisu tych wytwórców do krajowego systemu ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw

rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatność prowadzonych przez Prezesa Agencji Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa (ARiMR).

Rejestr prowadzony przez Prezesa ARiMR nie jest udostępniany publicznie, zatem istnieje potrzeba stworzenia podstaw prawnych w ustawie OZE umożliwiających operatorowi rozliczeń energii odnawialnych potwierdzenie właściwych danych w ewidencji Prezesa ARiMR. Jednocześnie należy wskazać, że operator rozliczeń energii odnawialnych nie dysponuje danymi umożliwiającymi identyfikację wytwórcy w ewidencji Prezesa ARiMR, które pozwolą na skuteczną i sprawną identyfikację wytwórcy będącego osobą fizyczną przez Prezesa ARiMR. Dlatego też niezbędne jest stworzenie w ustawie OZE podstawy prawnej do uzyskiwania tych danych przez operatora rozliczeń energii odnawialnych od sprzedawcy zobowiązanego. Sposób wykorzystania danych wytwórcy zapewnia, że nie będą one upubliczniane. Jednocześnie wprowadza się obowiązek zawarcia tego numeru w umowie na dostarczanie energii między wytwórcą będącego osobą fizyczną a sprzedawcą, o której mowa w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne.

Dostosowanie brzmienia definicji biogazu rolniczego w ustawie OZE

W definicji biogazu rolniczego w części wspólnej wyrazy „poddania recyklingowi lub innemu odzyskowi:” zostaną zastąpione wyrazem „odzysku:”. Zmiana ta ma na celu ujednolicenie z projektowanym brzmieniem definicji biomasy, a także uniknięcie ewentualnych wątpliwości interpretacyjnych. Należy zauważyć, że recykling jest formą odzysku, w związku z czym nie ma potrzeby pozostawienia w brzmieniu definicji biogazu rolniczego wskazania na recykling, gdyż zawiera się to już w określeniu „odzysk”.

Nowa definicja biomasy w ustawie OZE

W związku z tym, że pojęcie biomasy zdefiniowane jest zarówno w ustawie o biokomponentach i biopaliwach ciekłych jak i w ustawie OZE, a obie te ustawy wdrażają w zakresie swojej regulacji dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (REDII), należało obie definicje ujednolicić. W ślad za uporządkowaniem pojęciowym i stylistycznym w ustawie z dnia 21 lutego 2025 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 303) postanowiono dokonać również analogicznych zmian w ustawie OZE, takich jak kolejność wymienianych sektorów, z których pochodzi biomasa, przypisanie substancji roślinnych i zwierzęcych do każdego z nich. Celem tego

zabiegu było dostosowanie definicji biomasy do definicji biomasy w ustawie o biokomponentach i biopaliwach, tak, aby były one do siebie jak najbardziej zbliżone.

Postanowiono również doprecyzować ostatnią część definicji biomasy, przez wyodrębnienie pozostałości przemysłowych. Celem tego zabiegu było rozstrzygnięcie, że ulegające biodegradacji pozostałości przemysłowe pochodzenia biologicznego są również uznawane za biomasę – nawet, jeżeli nie pochodzą bezpośrednio z rolnictwa, leśnictwa, rybołówstwa i akwakultury ani ze związanych z nimi działów przemysłu, ponieważ spełniają te same przesłanki, co ulegające biodegradacji odpady przemysłowe pochodzenia biologicznego. Zmiana ta w naturalny sposób uzupełnia definicję i jest zgodna z istotą tego, czym jest biomasa.

Ponadto rozszerzono definicję biomasy o produkty lub substancje powstałe w wyniku odzysku odpadów, co ma na celu jednoznaczne wskazanie, że biomasą mogą być nie tylko odpady lub pozostałości (pochodzenia biologicznego), ale także produkty lub substancje (pochodzenia biologicznego) powstałe w wyniku odzysku odpadów. Dzięki tej zmianie rozstrzygnięta zostanie wątpliwość czy produkty pochodzenia biologicznego z odzysku również mogą być uznane za biomasę.

W ślad za nową definicją biomasy zawartą w ustawie o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, zdecydowano również o rozdzieleniu „produktów lub odpadów pochodzących z rolnictwa, rybołówstwa, akwakultury lub leśnictwa" oraz „pozostałości z rolnictwa, rybołówstwa, akwakultury lub leśnictwa" w związku z tym, że to drugie pojęcie jest odrębnie zdefiniowane w tej ustawie.

Pozostawiono również w definicji biomasy „odpady z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków", aby uniknąć ewentualnych wątpliwości, czy ten surowiec nadal należy traktować jak odnawialne źródła energii w rozumieniu ustawy. Zrezygnowano jednak z wyszczególniania „osadów ściekowych", ponieważ zgodnie z definicją określoną w art. 3 pkt 4 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (Dz. U. z 2023 r. poz. 1587, z późn. zm.) są to odpady pochodzące z oczyszczalni ścieków, a zatem pojęcie to mieści się w określeniu „odpady z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków".

W celu uniknięcia ewentualnych wątpliwości interpretacyjnych, które mogłyby powstać na skutek dokonania ww. zmian w definicji biomasy, należy podkreślić, że katalog produktów, odpadów i pozostałości, które obejmuje to pojęcie, nie jest w żadnym stopniu zawężany, a nowelizacja ma charakter wyłącznie stylistyczny, porządkujący i harmonizujący. W związku z tym w ustawie OZE w art. 2a dodano pkt 4, z którego wynika, że ilekroć w ustawie jest mowa

o biomasie, należy przez to rozumieć również przetworzoną biomasę, w szczególności w postaci brykietu, peletu, toryfikatu i biowęgla. Zmiana ma również charakter jedynie porządkujący.

W konsekwencji dokonanych zmian w definicji biomasy dodano art. 60aa ustawy OZE, w którym znalazły się przepisy dotyczące obliczania i kwalifikowania części energii pochodzącej z OZE z termicznego przekształcania odpadów. Zapewni to ciągłość zasady, że wyliczenia te powinny być dokonywane w oparciu o przepisy rozporządzenia wydanego na podstawie art. 159 ust. 2 ustawy o odpadach. Norma wynikająca z projektowanego art. 60aa ustawy OZE odpowiada zakresowi obecnej definicji biomasy zawartej w art. 2 pkt 2 ustawy OZE. Usunięty z definicji biomasy fragment przepisu odpowiednio przeredagowano pozostawiając w nim niezbędne treści o charakterze merytorycznym. Jak wskazano wyżej, celem powyższej zmiany było ujednolicenie definicji biomasy zawartych w dwóch ustawach.

Definicja instalacji termicznego przekształcania odpadów z art. 2 pkt 14 ustawy OZE stanowiła, że część wytwarzanej energii elektrycznej i ciepła lub chłodu ma pochodzić z ulegającej biodegradacji części odpadów. Odsyła ona do definicji pochodzących z ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (spalarnia lub współspalarnia) nakładając obowiązek zapewnienia udziału ulegającej biodegradacji części odpadów przemysłowych lub komunalnych, pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego. Dostosowano ją więc do nowej definicji biomasy, która wymienia „odpady lub pozostałości, w tym odpady komunalne, odpady lub pozostałości przemysłowe oraz odpady z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków" jako możliwą postać biomasy. Definicja nie obejmuje swoim zakresem pozostałości, ponieważ nie stanowią one odpadu.

Zmiana definicji instalacji odnawialnego źródła energii

Z powodu konieczności uwzględnienia w definicji instalacji odnawialnego źródła energii nie tylko magazynu energii elektrycznej, ale także magazynu ciepła oraz magazynu chłodu – wykreśla się wyraz „elektrycznej" po wyrazach „magazyn energii". Taka redakcja zapewni uwzględnienie magazynów energii elektrycznej, magazynów ciepła oraz magazynów chłodu połączonych z zespołem urządzeń służących do wytwarzania z odnawialnych źródeł energii – energii elektrycznej, ciepła oraz chłodu, za instalację odnawialnego źródła energii.

Mając na uwadze transformację ciepłownictwa, w tym ciepłownictwa systemowego zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniającą rozporządzenie (UE) 2023/955 (Dz. Urz.

UE L 231 z 20.09.2023, str. 1) uwzględnienie magazynu ciepła i chłodu w tej definicji jest niezbędne do skutecznego przeprowadzenia tej transformacji.

Dyrektywa 2023/1791 stanowi m.in. o zmieniających się kryteriach oceny systemów ciepłowniczych jako efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, które do 2050 r. mają być całkowicie zdekarbonizowane. Uwzględnienie w definicji instalacji OZE magazynów ciepła i chłodu gromadzących ciepło i chłód wytworzonych z OZE jest zatem fundamentalnym aspektem przeprowadzania transformacji ciepłownictwa systemowego, który będzie rzutować zarówno na możliwość pozyskania wsparcia na budowę magazynów ciepła i chłodu wytworzonych z OZE, a także do właściwego obliczenia ciepła i chłodu z odnawialnych źródeł energii w celach sprawozdawczych. Ponadto część wspólną definicji dostosowano do pojęć stosowanych w obowiązującym stanie prawnym w ustawie – Prawo energetyczne.

Cena ofertowa skorygowana o pomoc inwestycyjną

W następstwie wymogów prawodawstwa unijnego w zakresie kumulacji wsparcia, w trosce o niedopuszczenie do ryzyka zwrotu pomocy publicznej przez wytwórców energii z OZE, w art. 39 ust. 1a ustawy OZE wskazano, że pomoc inwestycyjna na realizację inwestycji w instalację OZE na cele wytwarzania energii elektrycznej lub w instalację OZE wytwarzającą biogaz, z którego wytworzona energia elektryczna będzie wykorzystywana na potrzeby własne instalacji, wpływa na zmniejszenie cenę energii elektrycznej z oferty, która wygrała aukcję OZE. Konsekwentnie wprowadzono zmiany w pozostałej części art. 39.

Zmiana terminu zwrotu zabezpieczenia w systemach *feed in tariff* oraz *feed in premium*

Projektodawca zwraca uwagę, iż w zakresie systemów taryf gwarantowanych (*feed in tariff*, FIT) oraz dopłat do ceny rynkowej (*feed in premium*, FIP) termin zwrotu opłaty rezerwacyjnej ustalony na 60 dni od dnia sprzedaży po raz pierwszy niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z przepisami art. 70b ust. 1 i 8, art. 70a oraz art. 70c–70f ustawy OZE, lub też 60 dni od dnia realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 83m ust. 11 ustawy OZE, jest terminem zbyt krótkim.

W celu zwrotu zabezpieczenia jest konieczne uzyskanie potwierdzenia operatora rozliczeń energii odnawialnej odnośnie do rozpoczęcia sprzedaży w systemie, które w określonych przypadkach może trwać nawet ponad 45 dni od dnia faktycznego rozpoczęcia sprzedaży. Zgodnie z powyższym, zdecydowano się na zmianę w terminu, analogicznie jak ma to miejsce w systemie aukcyjnym, dokonując zmian w art. 70b ust. 7 pkt 1 oraz art. 83m ust. 7 pkt 1 ustawy OZE wydłużając termin z 60 dni do 90 dni.

W przypadku powyższych spraw będących w toku przyjęto przepis przejściowy stanowiący, iż dłuższy okres zwrotu zabezpieczenia nie będzie dotyczył tych spraw, które w dniu wejścia w życie przedmiotowego projektu ustawy były w toku.

Zmiana referencyjnej ceny operacyjnej w systemie wsparcia operacyjnego FIP

Zmiana upraszcza system wsparcia operacyjnego. Proponuje się usunięcie w art. 70j ust. 1 ustawy OZE współczynnika korygującego referencyjną cenę operacyjną w systemie FIP we wsparciu operacyjnym (90%) i wprowadzenie zasady, że cena stała w przypadku tego systemu wsparcia jest równa cenie referencyjnej, określonej dla wsparcia operacyjnego. 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 referencyjna cena operacyjna jest ceną ustalaną wyłącznie na potrzeby wsparcia operacyjnego w systemie FIP, wprowadzanie redukcji jakimkolwiek dodatkowym wskaźnikiem jest niewłaściwe.

Warto podkreślić, że w systemie wsparcia operacyjnego nie ma możliwości brania udziału w systemie FIP oraz systemie aukcyjnym jednocześnie. Cena referencyjna określona w art. 83g ust. 1 ustawy OZE jest ceną odzwierciedlającą wysokość kosztów operacyjnych dla danej technologii i wielkości instalacji i jest stosowana wprost. Wprowadzanie dodatkowej redukcji tak wyznaczonej ceny nie jest potrzebne.

Należy zauważyć, że zaproponowana cena w sposób właściwy oddaje przeciętne koszty całkowite budowy i eksploatacji instalacji w całkowitym czasie jej funkcjonowania.

Uproszczenie działania systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych – hydroenergetyka

Proponowana zmiana polegająca na modyfikacji art. 74 ust. 2 pkt 4 ustawy OZE upraszcza działanie system wsparcia dla zmodernizowanych hydroenergetycznych instalacji OZE. Zaproponowana zmiana ma na celu wyłączenie hydroenergetyki z konieczności spełnienia warunku przyrostu mocy zainstalowanej lub wzrostu ilości produkowanej energii w przepisie dotyczącym modernizacji. Modernizacja instalacji to w rzeczywistości nowa moc OZE, która przy braku modernizacji zostałaby wyłączona z krajowego systemu elektroenergetycznego. Warunek zwiększenia mocy lub ilości wytwarzanej energii jest więc niekonieczny z punktu widzenia osiągnięcia celów w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z OZE, a co najważniejsze z pewnością uniemożliwiłby realizację wielu modernizacji, gdyż w przypadku elektrowni wodnych moc instalacji zależy od wielkości przepływu wody oraz wysokości

spadku, których nie da się zmienić przez modernizację, gdyż są to parametry wynikające z warunków naturalnych.

Zmiana współczynnika dla instalacji zmodernizowanych ze 100% na 115%

Projektodawca w art. 74 ust. 2d ustawy OZE dokonuje modyfikacji wzoru przez zastąpienie wartości „100%" wartością „115%". Wzrost współczynnika ma związek z potrzebą aktualizacji poziomu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych. Sytuacja kryzysowa na rynkach energetycznych wywołana inwazją Rosji na Ukrainę powoduje, że jest konieczna korekta opłacalności całego systemu modernizacji i utrzymanie za wszelką cenę instalacji, którym kończy się podstawowy okres wsparcia, ale kwalifikują się one do modernizacji.

Procedowana zmiana wpłynie na optymalizację kosztów i utrzymanie w systemie instalacji o stałym i przewidywalnym profilu wytwarzania, których stan techniczny pozwala na dalszą pracę. Podkreślenia wymaga, że zakładany wzrost wsparcia i tak jest lepszym rozwiązaniem ekonomicznym niż jego brak i budowa zupełnie nowego źródła energii OZE. Na koniec podkreśla się, iż wprowadzany system wsparcia nie zakłada wspierania instalacji wiatrowych oraz fotowoltaicznych. Jednocześnie warto przypomnieć, że ww. system podlega notyfikacji w Komisji Europejskiej.

Złagodzenie wymagań dotyczących deklaracji i potwierdzenia nakładów modernizacyjnych

Dotychczasowa norma dotycząca udziału poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji OZE wskazanych w deklaracji złożonej do Prezesa URE przed rozpoczęciem modernizacji oraz potwierdzenia tych udziałów opinią jednostki akredytowanej miała wyraźną sankcję wskazującą, że w przypadku wystąpienia różnicy między dwoma dokumentami wsparcie nie przysługuje.

Była to zdecydowanie zbyt dotkliwa sankcja, szczególnie w sytuacji niepewności rynkowej i ewentualnych trudności w tym przypadku. Zdecydowano się więc na zmianę art. 70b ust. 11c ustawy OZE i wskazanie, że w przypadku, gdy wsparcie nie przysługuje jedynie wtedy, gdy potwierdzony przez jednostkę akredytowaną udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji OZE jest niższy niż wskazany w oświadczeniu udział i jego uwzględnienie powodowałoby zmianę okresu wsparcia dla tej instalacji. W przypadku gdy ten udział jest wyższy wsparcie przysługuje na warunkach, jakie wynikałyby z udziału nakładów

wskazanych w oświadczeniu, o ile nie powoduje to wydłużenia okresu wsparcia z 5/6/7 lat do 15 lat.

Budowa albo montaż nowej elektrowni wodnej w miejsce instalacji zdemontowanej

Dla umożliwienia sprawnego i optymalnego kosztowo uruchomienia nowej instalacji OZE w miejsce instalacji uprzednio istniejącej zaproponowano przepisy doprecyzowujące możliwość wejścia do systemów FIT/FIP dla takich instalacji OZE. Zakłada się, że takie rozwiązanie pozwoli na przywrócenie w systemie licznych małych elektrowni wodnych, które nie mogłyby, ze względów ekonomicznych, skorzystać z systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz nowego systemu wsparcia operacyjnego (kontynuacyjnego).

W związku z powyższym wprowadzono zmiany w art. 70b ustawy OZE precyzujące obowiązki wytwórcy energii elektrycznej w takiej elektrowni wodnej w zakresie koniecznych do przedstawienia Prezesowi URE dokumentów i oświadczeń zarówno po demontażu istniejącej uprzednio instalacji OZE, jak i w zakresie budowy albo montażu nowej instalacji OZE w tym samym miejscu. Należy przy tym zaznaczyć, że zgodnie z projektowana normą w art. 70b ust. 4 pkt 1a ustawy OZE jest wymagana rozbiórka lub demontaż wszystkich elementów i urządzeń niezbędnych do wytworzenia energii elektrycznej.

Przepis art. 70b ust. 11^2 ustawy OZE precyzuje przy tym, jakie dokumenty taki wytwórca ma przekazać operatorowi rozliczeń energii odnawialnej oraz sprzedawcy zobowiązanemu.

Kumulacja pomocy publicznej w aukcjach

Konsekwencją ww. zmian w art. 39 ust. 1 ustawy OZE jest wskazanie przez projektodawcę w art. 79 ust. 3 pkt 5d ustawy OZE obowiązku dołączenia do składanej przez wytwórcę energii elektrycznej w instalacji OZE deklaracji o zamiarze przystąpienia do systemów wsparcia nowych informacji i dokumentów. W związku z wynikającą z regulacji unijnych koniecznością prawidłowego monitorowania pomocy publicznej udzielonej projektom, niezbędne stało się także rozszerzenie katalogu dokumentów, które należy dołączyć do deklaracji wytwórcy biometanu chcącego przystąpić do systemu aukcyjnego.

Dlatego też, w celu uniknięcia kumulacji pomocy, wytwórca wytwarzający energię elektryczną, w stosownym przypadku, ma uzyskać i dołączyć do deklaracji oświadczenie wytwórcy biogazu w instalacji OZE, z której pochodzi biogaz na potrzeby wytwarzania tej energii elektrycznej (jeżeli nie jest to ta sama instalacja, której dotyczy oferta aukcyjna), że instalacja biogazowa otrzymała pomoc inwestycyjną lub nie otrzymała pomocy inwestycyjnej. Jeżeli taką pomoc uzyskała, to zostanie ona uwzględniona w wyliczeniu ceny zakupu energii elektrycznej.

Ponadto w art. 79 ust. 3 pkt 9 ustawy OZE, w treści oświadczenia dodano nowy punkt. Zgodnie z dodawanym przepisem, wytwórca, o którym mowa w art. 72 ust. 1 ustawy OZE zostaje zobowiązany do złożenia oświadczenia, że dochowany zostanie wymóg udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznej masie biomasy określony w art. 60a ust. 2 ustawy OZE albo przepisach wydanych na podstawie art. 60a ust. 3 ustawy OZE obowiązujących na dzień składania oświadczenia. Obowiązek złożenia takiego oświadczenia istnieje w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 60a ust. 2 ustawy OZE. Odesłanie w treści oświadczenia do obowiązujących przepisów wydanych na podstawie art. 60a ust. 3 ustawy OZE jest niezbędne w celu uniknięcia wątpliwości w zakresie spełniania warunków prowadzenia działalności w przypadku zmian tego rozporządzenia.

Umożliwienie zaliczenia energii elektrycznej wytworzonej i sprzedanej po cenach ujemnych w systemie aukcyjnym OZE

Zgodnie z art. 83 ust. 2 ustawy OZE rozliczenie obowiązku sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w ilości określonej 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 tej ustawy. Natomiast zgodnie z obowiązującym brzmieniem art. 93 ust. 4 i 5 ustawy OZE od ilości energii elektrycznej podlegającej sprzedaży, odejmuje się ilość energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii w godzinach dostawy, dla których średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej z rynku były niższe niż 0 złotych za 1 MWh (tzw. „ceny ujemne”).

Z analizy powyższych przepisów wynika, że przy rozliczeniu obowiązku sprzedaży energii elektrycznej w ilości określonej w ofercie nie należy brać pod uwagę energii wyprodukowanej i sprzedanej w okresach występowania ujemnych wartości indeksu TGeBase (średnich arytmetycznych cen godzinowych energii elektrycznej kontraktowanej na dany dzień dostawy).

Mając na uwadze powyższe, umożliwia się Prezesowi URE przy badaniu rozliczenia obowiązku sprzedaży energii elektrycznej w ilości określonej w ofercie zaliczenie energii elektrycznej wytworzonej i sprzedanej po cenach ujemnych przez odpowiednie poszerzenie zakresu art. 168 pkt 15 ustawy OZE. Należy podkreślić, że wskazane rozwiązania w obszarze cen ujemnych w systemie aukcyjnym są ściśle związane z tożsamymi zmianami w systemach wsparcia FIT/FIP oraz w systemie aukcyjnym zawartych w ustawie z dnia 27 listopada 2024 r.

o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1847), który zakłada, że instalacje wchodzące do systemów wsparcia nie będą otrzymywały wsparcia za żaden okres cen ujemnych. Ich wytwarzanie będzie jednak zaliczane do tzw. obliga wolumenowego w celu uniknięcia podwójnej sankcji. Jak wspomniano wyżej, rozwiązanie to w żaden sposób nie zachęca do produkcji w godzinach ujemnych, gdyż wskazuje się w nim, że wsparcie nie jest udzielane w momencie ich wystąpienia.

Powyższa zmiana wymaga również uzupełnienia art. 94 ust. 1a ustawy OZE, o regulację dotyczącą udostępnienia przez operatora rozliczeń energii odnawialnej informacji dotyczącej ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii w godzinach dostawy, dla których średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej z rynku były niższe niż 0 złotych za 1 MWh.

Dodatkowo, w przepisie przejściowym ustalono, że do spraw wszczętych i niezakończonych z art. 168 pkt 15 ustawy OZE przez Prezesa URE stosuje się przepisy art. 168 pkt 15 część wspólna w brzmieniu dotychczasowym.

Ponadto w art. 83 ustawy OZE dodano pkt 5 w ust. 1. Dodany przepis nakłada na wytwórcę obowiązek przekazania Prezesowi URE w przypadku gdy wytwórca wytwarza energię elektryczną z biogazu lub biogazu rolniczego wytwarzanego w instalacji OZE innej niż objęta ofertą, o której mowa w art. 79 ust. 1 ustawy OZE, w terminie 30 dni od dnia otrzymania informacji o wygraniu aukcji, o której mowa w art. 81 ust. 5 ustawy OZE następujących informacji i oświadczenia:

a) informacje o instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytworzenia biogazu albo biogazu rolniczego wykorzystywanego przez wytwórcę do wytworzenia energii elektrycznej:

   – imię, nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy biogazu albo biogazu rolniczego w tej instalacji odnawialnego źródła energii,

   – lokalizację tej instalacji OZE oraz jej unikalny numer identyfikacyjny generowany przez internetową platformę aukcyjną lub numer koncesji albo numer wpisu do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, albo rejestru wytwórców biogazu, albo rejestru wytwórców biogazu rolniczego, o ile zostały nadane,

   – w przypadku gdy na realizację inwestycji w zakresie tej instalacji odnawialnego źródła energii została udzielona pomoc publiczna – wartość udzielonej pomocy, datę jej udzielenia oraz nazwę podmiotu udzielającego,

b) oświadczenie wytwórcy wykorzystywanego biogazu albo biogazu rolniczego, złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, sporządzone niewcześniej niż 30 dni przed datą złożenia oferty, 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 wartość pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 39a ust. 1a wynosi ….. zł.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.”.

Zmiana jest istotna z punktu widzenia wysokości przyznawanej pomocy w ramach aukcji.

Doprecyzowania w obszarze rozliczania się wytwórcy biometanu z operatorem energii odnawialnej

W art. 92 ustawy OZE nadaje się nowe brzmienie ust. 11a. Zmiana polega na doprecyzowaniu, jakie dane stanowią podstawę do rozliczania się wytwórcy biometanu z operatorem energii odnawialnej. Dane takie ma dostarczyć operatorowi energii odnawialnej operator systemu gazowego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii – biometanownia. Przepis został dostosowany do sytuacji, w której do biometanu przed jego zatłoczeniem do sieci gazowej zostanie dodany inny gaz (nie wytworzony z biomasy). Zmiana ma wyeliminować interpretację przepisów wskazującą, iż propanowanie biometanu uniemożliwia uzyskanie wsparcia w ramach systemu wsparcia.

Dokonano również zmian w treści art. 93 ustawy OZE. Zmiana ust. 2 pkt 2 lit. b została dokonana z uwagi na konieczność dostosowania przepisów do obowiązujących możliwości rozliczeń wytwórców biometanu, tj. w oparciu o cenę dzienną gazu ziemnego. Ponadto odniesienie się do „rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą tego gazu w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji”, w kontekście dotychczasowego kształtu rynku giełdowego, powodowało wątpliwości interpretacyjne.

W zastępstwie powyższych określeń odwołano się do istotniejszego wskaźnika cenowego polskiego gazowego rynku spot, jakim jest indeks TGEgasDA, wyznaczany jako średnia ważona wolumenem transakcji cen zakupu/sprzedaży instrumentu z dostawą gazu wysokometanowego grupy E do Krajowego Systemu Przesyłowego z dostawą w najbliższej dobie gazowej. Dokonano również zmiany brzmienia art. 93 ust. 3 ustawy OZE, z uwagi na różnice w funkcjonowaniu rynków gazu i energii elektrycznej oraz niejasność w zakresie sformułowania „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" – także w kontekście funkcjonującej na rynku energii elektrycznej od 2015 r. interpretacji tego rynku jako Rynku Dnia Następnego prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii S.A. Powyższe przepisy pozwalają podważać tę interpretację przez wskazanie rynku dla dostawy „energii elektrycznej lub gazu ziemnego".

Zmiany w art. 93a ustawy OZE w obszarze wytworzenia energii elektrycznej w procesach wysokosprawnej kogeneracji

W art. 93a ustawy OZE doprecyzowano ust. 1 i 2 o wskazanie ilości energii wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej z wysokosprawnej kogeneracji. We wzorze znajdującym się w ust. 4 wprowadzono nowe symbole, tj. Aws oraz Awsk. Symbol Aws odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej, o której mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3 ustawy OZE. Z kolei symbol Awsk dotyczy ilości energii elektrycznej wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej z wysokosprawnej kogeneracji.

Podkreśla się, iż w aktualnym stanie prawnym dyspozycja art. 93a ustawy OZE obejmuje wyłącznie ilości energii elektrycznej wytworzonej w danej instalacji w procesach wysokosprawnej kogeneracji i poza tymi procesami, w tym także w zakresie w jakim przepis ten określa sposób rozliczenia nienależnie wypłaconej pomocy publicznej (por. art. 93a ust. 4 ustawy OZE). Tymczasem, wsparcie przewidziane przez przepisy ustawy zarówno w ramach systemu aukcyjnego, jak i w ramach systemów FIT/FIP jest udzielane wyłącznie w przeliczeniu na MWh energii elektrycznej, która została wytworzona w danej instalacji odnawialnego źródła energii, a następnie wprowadzona do sieci i sprzedana.

Zasada ta winna, analogicznie do brzmienia art. 168 pkt 15 ustawy OZE, znajdować zastosowanie także w odniesieniu do sankcji pieniężnej przewidzianej w dyspozycji art. 93a ust. 4 tej ustawy, która jak zostało wskazane powyżej, w aktualnym stanie prawnym, wymierzana jest w oparciu ilości energii elektrycznej wytworzonej w danej instalacji odnawialnego źródła energii poza tymi procesami wysokosprawnej kogeneracji (co oddaje we wzorze z art. 93a ust. 4 ustawy OZE zmienna Abk – ilość energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji poza procesami wysokosprawnej kogeneracji wyrażoną w MWh).

Przedmiotowa regulacja z jednej strony skutkuje pomniejszeniem wysokości wsparcia należnego wytwórcy, z drugiej zaś strony konsekwentnie przekłada się na niekorzystny dla beneficjenta danego systemu sposób wyliczenia zmiennej Nkoge (nienależnie wypłaconą pomoc publiczną wynikającą z braku możliwości zakwalifikowania energii elektrycznej jako

energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w wysokosprawnej kogeneracji,), oznaczającej nienależnie wypłaconą pomoc publiczną wynikającą z braku możliwości zakwalifikowania energii elektrycznej jako energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w wysokosprawnej kogeneracji.

Proponowane zmiany pozwolą na uwzględnienie energii wprowadzanej do sieci w obu ściśle powiązanych ze sobą zakresach, tj. zarówno w obszarze uzyskania pomocy publicznej, jak i w zakresie odpowiadającego mu obowiązku jej zwrotu.

W związku ze zmienianym brzmieniem art. 93a ustawy OZE projektodawca zdecydował o umożliwieniu wytwórcom wnioskowania o ponowne rozliczenie kwoty nienależnie wypłaconej pomocy publicznej według zasad ujętych w art. 24 niniejszego projektu. Różnica między dotychczasowym rozliczeniem, a tym dokonanym według nowo projektowanych przepisów, ma zostać zwrócona wytwórcy. Zwrotu dokonuje się w ciągu 60 dni wyłącznie na wniosek wytwórcy energii elektrycznej w instalacji OZE, złożony tylko w określonym projektowanymi przepisami czasie (60 dni od dnia wejścia przepisów w życie).

Zmiany dotyczące wydawania certyfikatów instalatorom instalacji OZE

W art. 136 ustawy OZE uchylono ust. 4 pkt 2. Celem zmiany jest odejście od wydawania certyfikatu instalatorowi tylko na podstawie dyplomu ukończenia studiów wyższych w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii albo urządzeń i instalacji sanitarnych, energetycznych, elektroenergetycznych, grzewczych, chłodniczych, cieplnych i klimatyzacyjnych lub elektrycznych. Wynika to z tego, że samo posiadanie przez instalatora dyplomu ukończenia studiów wyższych w ww. zakresach nie potwierdza jego umiejętności praktycznych w zakresie montażu poszczególnych rodzajów instalacji OZE. Tymczasem te umiejętności są kluczowe z punktu widzenia jakości wykonania instalacji oraz zapewnienia bezpieczeństwa eksploatacji. Konieczne jest przystąpienie instalatora do egzaminu, o którym mowa w art. 137 ust. 1 ustawy OZE.

Wyżej wymieniona zmiana pociąga za sobą odstąpienie od konieczności ukończenia przez instalatora szkolenia podstawowego, o którym mowa w art. 136 ust. 3 pkt 3 ustawy OZE. Posiadanie dyplomu, o którym mowa w art. 136 ust. 4 pkt 2 ustawy OZE, zwalniałoby instalatora z konieczności ukończenia takiego szkolenia, ze względu na zdobycie wiedzy teoretycznej podczas studiów. Natomiast umiejętności praktyczne instalator mógłby nabyć w trakcie kursów w ośrodkach szkoleniowych działających na rynku, w trakcie szkoleń organizowanych przez producentów poszczególnych rodzajów OZE lub ich elementów,

ewentualnie w drodze samokształcenia. Ponieważ instalator będzie przystępował do egzaminu, wyeliminowane zostanie ryzyko uzyskania certyfikatu przez instalatora nie posiadającego odpowiednich umiejętności.

W art. 136 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE uchyla się lit. b–e. Stosowanie dodatkowych wymagań wobec instalatorów, którzy złożyli egzaminy z wynikiem pozytywnym, jest nieuzasadnione. Egzamin dla kandydatów na certyfikowanych instalatorów obejmuje sprawdzenie pełnego zakresu ich wiedzy teoretycznej i umiejętności praktycznych niezbędnych do wykonywania czynności w sposób kompetentny, bezpieczny oraz zgodny z aktualnie obowiązującymi przepisami prawa i dokumentami odniesienia.

Obniżenie obowiązku minimalnego progu dostarczenia energii elektrycznej dla instalacji biogazowych i biomasowych

System wsparcia w postaci aukcji OZE funkcjonuje w praktyce od końca 2016 r., a w pełni od 2018 r. Do dzisiaj, do systemu w zakresie instalacji wykorzystujących biogaz oraz spalanie biomasy weszły (instalacje planowane):

- 32 biogazownie rolnicze o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej ok. 35,1 MW (w 2018 r.),
- 4 instalacje biomasowe o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 26,36 MW (2018 r. – 10 MW, 1 instalacja; 2019 r. – 12 MW, 1 instalacja; 2020 r. – 4,36 MW, 2 instalacje).

W latach 2019–2020 do systemu aukcyjnego zmigrowało z systemu świadectw pochodzenia również 11 istniejących biogazowni rolniczych o łącznej mocy ok. 15 MW w dedykowanych dla tych instalacji aukcjach. Warto zaznaczyć, że w latach 2019–2023 do aukcyjnego systemu wsparcia nie weszła żadna instalacja biogazu rolniczego planowana do uruchomienia. W latach 2021–2023 nie rozstrzygnięto również aukcji migracyjnych dla biogazowni rolniczych o mocy większej niż 1 MW.

Spośród wszystkich planowanych instalacji, które wygrały aukcje, zostało uruchomionych 14 biogazowni rolniczych (z 32). Nie uruchomiono natomiast żadnej instalacji biomasowej (z 4). Spośród pozostałych instalacji biogazowych 6 przeszło do systemu FIT/FIP (które przede wszystkim nie są obarczone obowiązkiem dostarczenia min. 85% zadeklarowanego wolumenu), a 12 nie ma już możliwości migracji albo realizacji obowiązku pierwszego wprowadzenia do sieci energii elektrycznej i jej sprzedaży w systemie aukcyjnym, co oznacza utratę wpłaconego zabezpieczenia (kaucja/gwarancja).

Powyższe świadczy o początkowo niewielkim a obecnie zupełnym braku zainteresowania aukcyjnym systemem wsparcia wśród instalacji tzw. surowcozależnych. Przedstawiciele branży wskazują, że podstawowym czynnikiem zniechęcającym ich do udziału w aukcjach jest możliwość nałożenia kary przez prezesa URE, z tytułu niedostarczenia minimum 85% energii określonej w ofercie.

Z uwagi na zmienne i niemożliwe do przewidzenia ceny surowców biomasowych wykorzystywanych w instalacjach biogazu i biomasy, inwestorzy nie są w stanie zaakceptować ryzyka związanego z przyszłym kosztem wytwarzania energii elektrycznej. Tym samym elastyczność w aukcjach co do dostarczanej ilości energii na poziomie -15 p.p. oraz ww. sankcja finansowa za brak realizacji oferty powodują brak zainteresowania udziałem w aukcjach lub późniejsze wycofanie się z systemu.

W raporcie końcowym zespołu ds. zwiększenia udziału zrównoważonej biomasy w krajowym systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym, działającego jako organ pomocniczy MKiŚ w okresie od dnia 26 maja 2022 r. do dnia 30 kwietnia 2023 r., w pracach którego brali udział przedstawiciele administracji rządowej, przedsiębiorców, podmioty uczestniczące w łańcuchu dostaw dla sektora, organizacje branżowe, jednostki finansowe oraz sektor nauki, w tym uczelnie i instytuty badawcze, także sformułowano postulat zbyt małej elastyczności systemu aukcyjnego pod względem poziomu dostarczonej energii.

W związku z powyższym, w celu zwiększenia dynamiki rozwoju sektorów biogazu i biomasy oraz uatrakcyjnienia systemu aukcyjnego, obniżono w art. 168 pkt 15 ustawy OZE obowiązek minimalnego progu dostarczenia energii określonej w ofercie z 85% do 65%.

Zgodnie z przepisem przejściowym do wytwórcy, którego oferta wygrała aukcję przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy lub który nie rozpoczął sprzedaży energii z odnawialnych źródeł energii przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się art. 168 pkt 15 ustawy, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Koszt profilu dla instalacji fotowoltaicznych w aukcyjnym systemie wsparcia OZE

Proponowane przepisy adresują problem polegający na tym, że w okresie od marca do października cena sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej z farm fotowoltaicznych (PV) jest zdecydowanie niższa niż cena rozliczeniowa dzienna, w oparciu o którą rozliczane jest ujemne saldo wypłacane wytwórcom w tzw. kontrakcie różnicowym.

Problem ten dotyczy w największym stopniu wytwórców energii z instalacji PV, gdyż nasycenie systemu elektroenergetycznego energią wyprodukowaną z instalacji PV ma istotny

wpływ na ceny energii elektrycznej w godzinach, kiedy z powodów sprzyjających warunków pogodowych instalacje fotowoltaiczne produkują energię z największą mocą. Sytuacja ta spowodowała, że część inwestorów wstrzymała albo rozważa wstrzymanie budowy instalacji fotowoltaicznych, które wygrały aukcję wyczekując na zmianę tej niekorzystnej dla nich sytuacji, godząc się nawet na utratę wpłaconych kaucji. Żeby zaradzić temu niekorzystnemu zjawisku wprowadza się przepis z dodatkową możliwością rozliczenia ujemnego salda, określając zakres podmiotowy wprowadzanej regulacji. Z tej dodatkowej możliwości będą mogli skorzystać wytwórcy energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie energię promieniowania słonecznego, którzy wygrali aukcję. Skorzystanie z możliwości rozliczania ujemnego salda na zasadach określonych w projekcie jest całkowicie dobrowolne. Podmioty, które nie zadeklarują chęci rozliczania ujemnego salda na zaproponowanych w projekcie zasadach, będą rozliczać ujemne saldo na zasadach dotychczasowych.

Projektodawca wskazuje, że z nowego sposobu rozliczenia ujemnego salda może skorzystać wyłącznie wytwórca, o którym mowa powyżej i wprowadzający do sieci energię elektryczną z mocą nie wyższą niż 50% mocy zainstalowanej. Celem tej regulacji jest ustabilizowanie systemu elektroenergetycznego w godzinach, w których przypada najwyższa produkcja energii z instalacji PV. Nadprodukcja energii instalacji fotowoltaicznych przy ograniczonym poborze energii w dni wolne od pracy często powodowała potrzebę zastosowania przez PSE S.A. szczególnego środka, jakim jest redysponowanie instalacji OZE, którego koszty ponosili wszyscy odbiorcy energii. Ograniczenie mocy wprowadzanej do sieci przez instalacje fotowoltaiczne korzystające z wprowadzonego projektem dobrowolnego systemu rozliczeń ograniczy częstość i zakres redysponowania z korzyścią dla wszystkich odbiorców energii elektrycznej.

Możliwość rozliczania ujemnego salda na proponowanych w projekcie zasadach jest ograniczona czasowo, podmiot, który złoży stosowny wniosek będzie uprawniony do rozliczenia ujemnego salda na zasadach określonych w projekcie przez okres 12 miesięcy, jednak nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2027 r., przy czym wniosek będzie można złożyć powtórnie przed dniem 31 grudnia 2027 r. Żaden wytwórca, który skorzysta z możliwości obliczania ujemnego salda na zasadach zaproponowanych w projekcie, nie będzie uprawniony przy jego wyliczeniu do uwzględnienia wolumenu energii elektrycznej wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci w godzinach dostawy, dla których średnie ceny giełdowe były niższe

niż 0 złotych za 1 MWh. Ograniczenie to porządkuje i ujednolica sytuację wytwórców. Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, uchylając ust. 5 w art. 93 ustawy OZE sprawiła, że wytwórcy, którzy wygrali aukcję nie są uprawnieni przy wyliczaniu ujemnego salda do uwzględniania ilość energii elektrycznej wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci w okresach, gdy ceny giełdowe są niższe niż 0 złotych za 1 MWh. Wprowadzono wówczas przepisy przejściowe, które pozwalają wytwórcom, którzy wygrali aukcje przed wejściem w życie nowelizacji, na wyliczanie ujemnego salda według zasad dotychczasowych, czyli na uwzględnianie ilości energii przy cenach ujemnych, jeżeli ceny ujemne występują po sobie w przedziałach krótszych aniżeli sześciogodzinne. Sytuacja wytwórcy, który jest uprawniony do wyliczania ujemnego salda na zasadach sprzed wejścia w życie nowelizacji z dnia 27 listopada 2024 r., a który skorzysta z możliwości obliczania ujemnego salda na zasadach zaproponowanych w projekcie, jest zatem taka sama jak sytuacja wytwórcy, który wygra aukcję już po wejściu w życie ww. nowelizacji.

Zakłada się, że nowy projektowany sposób rozliczenia ujemnego salda będzie korzystniejszy dla wytwórcy, dlatego projektodawca konkretyzuje sytuację wnioskodawcy, który nie dotrzymał warunku wprowadzania energii do sieci z mocą nie wyższą niż 50% mocy zainstalowanej. Oprócz utraty prawa do rozliczenia ujemnego salda na projektowanych warunkach, wytwórca taki może złożyć po raz kolejny wniosek, jednak niewcześniej niż po upływie 12 miesięcy kalendarzowych od dnia, w którym OREO otrzymał informację o poprzednim niespełnieniu przez wytwórcę warunków.

Od roku 2027 w systemie aukcyjnym jest konieczne uwzględnienie kryteriów pozacenowych zgodnych z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1735 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji technologii neutralnych emisyjnie i zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/1724 (Dz. Urz. UE L 2024/1735 z 28.06.2024) – tzw. *Net Zero Industry Act*. Celem przedstawionego w projekcie rozwiązania epizodycznego jest stworzenie warunków ekonomicznych pozwalających na budowę farm PV które już wygrały aukcje, a których budowa została przez inwestorów wstrzymana ze względów ekonomicznych.

Zmiany dotyczące spółdzielni energetycznych

Doprecyzowany został przepis dotyczący udostępniania przez operatorów systemów dystrybucyjnych danych pomiarowych na wniosek spółdzielni, a nie jak obecnie spółdzielni energetycznej. Zgodnie z treścią obowiązującego przepisu, wniosek o udostępnienie danych składa spółdzielnia, która dopiero zamierza rozpocząć działalność jako spółdzielnia

energetyczna. Doprecyzowano także tryb i kolejność postępowania spółdzielni oraz spółdzielni energetycznych w odniesieniu do zawieranych umów ze sprzedawcą oraz rejestracji w wykazie KOWR.

Zmiana w art. 38m ustawy OZE ma na celu zmniejszenie obciążeń administracyjnych dla spółdzielni energetycznych w zakresie przekazywania sprawozdań rocznych do KOWR. Jest to konsekwencja wejścia w życie przepisu art. 38ma, który przewiduje bezpośredni dostęp KOWR do danych operatora informacji rynku energii. Zmiana wynika z wejścia w życie przepisów dotyczących Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii.

Zmiana przewidziana w art. 38o ustawy OZE ma za zadanie sprecyzowanie, które przepisy stosuje się do procesów zakładania, rejestracji, przystępowania członków, włączania punktów poboru energii do spółdzielni energetycznej, a także do późniejszego zarządzania energią elektryczną, jak również biogazem, biogazem rolniczym, biometanem i ciepłem, przez ich bilansowanie, rozliczanie, zakup i dostarczanie, między sprzedawcą, spółdzielnią energetyczną i poszczególnymi członkami.

Poza przepisami wymienionymi w art. 38 ust. 2 ustawy OZE lub innymi przepisami, jeżeli sama ustawa OZE tak stanowi, nie mają zastosowania żadne inne przepisy. W szczególności, z racji charakteru procesów zachodzących w spółdzielni energetycznej, których podstawą są przepisy prawa energetycznego i prawa spółdzielczego, zastosowania nie mają do nich przepisy ustawy z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2026 r. poz. 793, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą – Prawo zamówień publicznych". Brak jest bowiem przedmiotu regulowanego tą ustawą.

Celem tworzenia spółdzielni energetycznych i istotą ich działania jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu, lub biogazu rolniczego, lub biometanu, lub ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii, obrót nimi lub ich magazynowanie, które realizowane jest wyłącznie na rzecz członków tych spółdzielni oraz dla zaspokojenia potrzeb energetycznych samych spółdzielni. Oznacza to, iż spółdzielnia nie może działać na rzecz podmiotów innych niż jej członkowie, w tym zaopatrywać ich w energię, a także prowadzić działalności rynkowej.

Z kolei warunkiem członkostwa w spółdzielni energetycznej jest nabywanie od niej energii elektrycznej, biogazu, biogazu rolniczego, biometanu lub ciepła, na warunkach określonych przez spółdzielnię w jej aktach wewnętrznych oraz w zawartych przez nią umowach.

Relacja nawiązywana między spółdzielnią energetyczną a jej członkiem wiąże się z wyłączeniem swobody ich działania, w tym swobody kontraktowania, w obszarze będącym jej

podstawowym celem statutowym, czyli zaopatrywania w energię elektryczną, biogaz, biogaz rolniczy, biometan lub ciepło wytwórców i odbiorców będących członkami tej spółdzielni. Specyfika tej relacji determinuje również otoczenie prawne, które ma do niej zastosowanie, obejmujące przepisy ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2026 r. poz. 521), ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (Dz. U. z 2026 r. poz. 795) oraz ustawy – Prawo energetyczne.

Równie ograniczony charakter, co do swobody zawarcia umowy oraz ustalania jej warunków, należy przypisać relacji kontraktowej nawiązanej między członkiem spółdzielni energetycznej a sprzedawcą, o którym mowa w art. 40 ust. 1a. Przepisy ustawy OZE dotyczące zawierania umów kompleksowych między ww. podmiotami albo zmiany dotychczasowych umów kompleksowych (art. 38da ust. 2 pkt 1 ustawy OZE), do zawarcia których są obowiązani członkowie spółdzielni energetycznej, nie pozostawiają istotnych możliwości negocjacyjnych. Eliminując tym samym, jakiekolwiek podstawy nawiązywania tej relacji kontraktowej świadczące o ich konkurencyjnym charakterze.

Zasady rozliczeń między członkami spółdzielni energetycznej a sprzedawcą, o którym mowa w art. 40 ust. 1a ustawy OZE, określa rozporządzenie wydawane przez ministra właściwego do spraw rozwoju wsi na podstawie art. 38c ust. 14 ustawy OZE. Natomiast, w zakresie nieuregulowanym tym rozporządzeniem zasady rozliczeń z poszczególnymi członkami spółdzielni energetycznej określa umowa zawierana między spółdzielnią energetyczną a ww. sprzedawcą. Umowa ta reguluje również 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.

Dlatego też, również w przypadku relacji nawiązanej między członkiem spółdzielni energetycznej a sprzedawcą, o którym mowa w art. 40 ust. 1a ustawy OZE, stosuje się przepisy wskazane ustawą OZE, tj. art. 4j ustawy – Prawo energetyczne oraz przepisy ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny.

Jednocześnie niezbędne, z uwagi na wymagania prawa unijnego oraz zasady wsparcia społeczności energetycznych w świetle przepisów rozporządzeń: Komisji (UE) nr 651/2014 uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014 r., str. 1, z późn. zm.) oraz Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54), stało się dostosowanie zasad wsparcia dla spółdzielni energetycznych. W związku z tym, było konieczne dostosowanie

progu mocy instalacji przez jej określenie jako nie większej niż 200 kW. Zgodnie z wyżej przywołaną regulacją unijną, tylko te instalacje mogą uzyskiwać prawo do gwarantowanego odbioru energii przez sprzedawcę zobowiązanego oraz być zwolnione z obciążeń finansowych w zakresie bilansowania handlowego.

W konsekwencji zmianie ulec będą musiały obowiązujące umowy spółdzielni zawarte ze sprzedawcami, gdyż obowiązujące wygasną z mocy prawa w terminie 150 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

3.2. Zmiany w ustawie z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych oraz ustawie z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych i ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji

Zmiany wprowadzane w wymienionych ustawach mają charakter porządkujący. W związku z odejściem od systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia dla biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej w ustawie z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw niezbędne stało się usunięcie wszelkich odwołań do tego mechanizmu w prawodawstwie krajowym.

Zmiany te nie mają wpływu na podmioty z uwagi na fakt, że ww. mechanizm nigdy nie zafunkcjonował w związku z brakiem notyfikacji programu pomocy państwa na mocy art. 108 ust. 3 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, a także nie zgłoszeniem ich na mocy rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014. Prezes URE nie wydał żadnego świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego, tzw. „brązowego certyfikatu", tym samym takie świadectwa nie funkcjonowały w obiegu, dlatego też projektowana zmiana nie narusza praw nabytych uczestników rynku.

3.3. Pozostałe zmiany w ustawie – Prawo energetyczne

W art. 3 pkt 3a ustawy – Prawo energetyczne zmodyfikowano definicję paliw gazowych, aby zapewnić spójność przepisów tej ustawy z brzmieniem wprowadzonym ustawą z dnia 21 listopada 2024 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1881). Zgodnie z projektowaną ustawą paliwami gazowymi będą zatem gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny oraz propan-butan lub inne rodzaje gazu palnego dostarczane za pomocą sieci gazowej, a także biometan, biogaz oraz biogaz rolniczy, niezależnie od ich przeznaczenia, również w przypadku, gdy zawierają domieszkę wodoru. Zmiana pozwoli uniknąć wątpliwości interpretacyjnych definicji paliw gazowych. Projekt ustawy poszerza definicję o biogaz. Jest to działanie niezbędne na potrzeby

regulowanego w dalszej części projektu ustawy „gazociągu bezpośredniego biogazu", który będzie służył do dostarczania m.in. biogazu lub biogazu rolniczego. W aktualnym stanie prawnym gazociągiem bezpośrednim można dostarczać paliwa gazowe, a biogaz nie jest uwzględniony w obecnej definicji paliw gazowych. Ponadto zmodyfikowano brzmienie części wspólnej tej definicji. Celem jest jasne wskazanie w definicji „paliwa gazowe", że wymienione w jej treści paliwa mogą, ale nie muszą zawierać wodoru.

Zgodnie z art. 7 ust. 2a i projektowanym pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne umowa o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, oprócz przepisów wskazanych w ust. 2, powinna zawierać postanowienie określające termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci gazowej biometanu wytworzonego w tej instalacji – termin ten nie może być dłuższy niż 60 miesięcy od dnia zawarcia ww. umowy.

W art. 7 ust. 2a dodano pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym umowa o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, zawiera również postanowienia określające, że niedostarczenie po raz pierwszy do sieci gazowej biometanu wytworzonego w tej instalacji we wskazanym w umowie terminie jest podstawą wypowiedzenia umowy o przyłączenie.

Obecnie sposób sumowania mocy mikroinstalacji i magazynu energii został określony w art. 7 ust. $8d^{12}$ ustawy – Prawo energetyczne, który stanowi, że moc zainstalowanej mikroinstalacji nie obejmuje mocy zainstalowanego magazynu energii elektrycznej, pod warunkiem, że suma mocy zainstalowanego magazynu i łącznej mocy, którą można wprowadzić do sieci dystrybucyjnej przez mikroinstalację z magazynem energii elektrycznej, nie przekracza mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji.

Regulacja ta skutkuje preferowaniem magazynów energii o mocy nieprzekraczającej mocy zainstalowanej mikroinstalacji. W rezultacie nieoptymalnie wykorzystuje się potencjał wynikający z prosumeryzmu, a także utrudnione jest skuteczne prowadzenie autokonsumpcji energii. Modyfikacja tego ograniczenia mogłaby skłonić prosumentów do instalowania większych magazynów energii niż moc elektryczna mikroinstalacji. Skutkiem tego byłoby odciążenie sieci elektroenergetycznej, gdyż nadwyżki energii elektrycznej z mikroinstalacji mogłyby być magazynowane, a nie wprowadzane do sieci elektroenergetycznej w okresach szczytowej podaży energii elektrycznej. W okresie, kiedy instalacja nie produkuje energii elektrycznej, mogłaby być ona pobierana z magazynu, a nie z sieci elektroenergetycznej.

Zmian dokonano również w art. 9g ustawy – Prawo energetyczne, który nakłada na operatorów sieci gazowych (przesyłowych i dystrybucyjnych) obowiązek informowania użytkowników systemu o publicznym udostępnieniu projektu instrukcji ruchu i eksploatacji sieci lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania do niego uwag. Zmiany polegają na rozszerzeniu katalogu podmiotów, które powinny być informowane przez tych operatorów, także na podmioty, które zajmują się wytwarzaniem paliw gazowych, a które złożyły do tych operatorów wniosek o warunki przyłączenia do sieci gazowej. Zaproponowane zmiany umożliwią uczestniczenie w procesie konsultacji instrukcji nie tylko użytkownikom systemu (czyli podmiotom, które już są przyłączone do sieci gazowej), ale także wytwórcom biometanu, którzy planują przyłączenie instalacji do sieci gazowej.

Operator systemu będzie zobowiązany nie tylko do informowania o konsultacjach projektu instrukcji lub jej zmiany, ale także zostanie zobowiązany do przekazywania Prezesowi URE instrukcji do zatwierdzenia wraz z informacją o wszystkich zgłoszonych uwagach, także tych od wytwórców biometanu, którzy planują przyłączenie instalacji do sieci. Na podstawie wprowadzanych zmian, Prezes URE będzie analizował zgłoszone uwagi, tym samym będzie w stanie stwierdzić, czy instrukcja w istocie równoważy interesy wszystkich tych podmiotów, czy też nie jeszcze przed jej zatwierdzeniem.

3.4. Zmiany w ustawie z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym

Zmiany doprecyzowujące przepisy dotyczące możliwości lokalizowania elektrowni wiatrowej w gminach w ramach trybu ZPI

Ustawa z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1688) wprowadziła do ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2026 r. poz. 538, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą o planowaniu", nowe rozwiązanie w postaci zintegrowanego planu inwestycyjnego, zwanego dalej „ZPI", będącego szczególną formą miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, zwanego dalej „MPZP". Należy podkreślić, że ZPI stanowi narzędzie, które już obecnie może być wykorzystywane przez inwestorów w celu lokalizacji inwestycji w elektrownie wiatrowe. Tym bardziej, że w planie ogólnym gminy, w ramach podziału na strefy planistyczne, lokalizacja elektrowni wiatrowych została umożliwiona w szerokim zakresie. Niniejsza nowelizacja, doprecyzowując istniejące mechanizmy prawne, reguluje m.in. lokalizowanie elektrowni wiatrowych przy wykorzystaniu

trybu ZPI. Wprowadzone zmiany wpływają na procesy planistyczne zarówno w gminie lokalizującej elektrownie wiatrowe, jak i w gminie pobliskiej.

W art. 27b ustawy o planowaniu usunięto odwołanie do ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, zwanej dalej „ustawą o inwestycjach", ponieważ w wyniku niniejszej nowelizacji definicja elektrowni wiatrowej znalazła się w ustawie o planowaniu.

W ustawie o planowaniu wprowadzono art. 37ea ust. 2b, który stanowi, że w przypadku sporządzania MPZP przez gminę pobliską (w celu, o którym mowa w projektowanym art. 15a ust. 4 ustawy o planowaniu), gmina ta może tego dokonać korzystając z trybu ZPI. Dotychczas nie było to możliwe ze względu na nierozerwalne połączenie trybu ZPI z inwestycją główną oraz inwestycją uzupełniającą, a ponieważ na terenie gminy pobliskiej nie zostanie zlokalizowana elektrownia wiatrowa, stąd taka relacja nie zaistniałaby. Zmiana ma na celu usprawnienie procesu inwestycyjnego.

Stosowanie trybu ZPI może pozwolić na skrócenie procesów planistycznych w gminie pobliskiej. Warto jednoznacznie podkreślić, że projektodawca nie nakłada obowiązku stosowania takiego trybu, a jedynie to umożliwia, jeżeli inwestor i organy gminy pobliskiej będą w tym zakresie zgodni. Jeżeli gmina pobliska zechce procedować swój MPZP w podstawowym trybie, to projektowana ustawa w żaden sposób tego nie ogranicza.

Art. 37ed ust. 1a ustawy o planowaniu w sposób fakultatywny umożliwia realizację inwestycji uzupełniającej na terenie gminy pobliskiej. Inwestor nie jest obowiązany do realizacji takiej inwestycji, ale jest to możliwe, jeżeli zaistnieje taka potrzeba. Warto podkreślić, że gmina pobliska ponosi skutki inwestycji wiatrakowej, czyli uchwala MPZP, w którym wyłącza możliwość realizacji zabudowy mieszkaniowej. Co więcej, w porównaniu do gminy, na terenie której zostaną posadowione elektrownie wiatrowe, nie ma ona korzyści w postaci wpływu z podatku od nieruchomości. Realizacja inwestycji uzupełniającej przez inwestora, może zatem stanowić zachętę dla gmin pobliskich, które obecnie nie mają z tego procesu żadnych korzyści.

W art. 37eb ustawy o planowaniu dodaje się ust. 3a stanowiący, że gdy projekt ZPI przewidujący lokalizację elektrowni wiatrowej nie spełnia wymogów określonych w nowododawanym art. 15a ust. 1 ustawy o planowaniu, inwestor jest obowiązany do uzupełnienia wniosku o projekt ZPI spełniający wymogi, oraz inne warunki, o których mowa w art. 37eb ust. 2 i 3 ustawy o planowaniu. Nieusunięcie braków we wniosku skutkuje pozostawieniem go bez rozpoznania.

W art. 37ec ust. 5a ustawy o planowaniu reguluje się kwestie konsultacji społecznych dla lokalizowania elektrowni wiatrowej w trybie ZPI. W tym zakresie zastosowano takie same rozwiązania, co w przypadku sporządzania zwykłego MPZP dla inwestycji wiatrakowych. Oznacza to, że do lokalizowania elektrowni wiatrowych w trybie ZPI zastosowanie będą miały przepisy art. 6a–6f ustawy o inwestycjach. W celu rozwiania wątpliwości interpretacyjnych precyzuje się, iż ilekroć we wskazanych przepisach ustawy o inwestycjach jest mowa o podjęciu uchwały o przystąpieniu do sporządzania planu miejscowego, należy przez to rozumieć także wyrażenie zgody na przystąpienie do sporządzenia ZPI.

Doprecyzowanie istniejących regulacji dotyczących możliwości lokalizowania elektrowni wiatrowych w trybie ZPI pozwoli na usprawnienie realizacji inwestycji przy pozostawieniu wszystkich narzędzi partycypacji dostępnych dla społeczności lokalnych w procesie planowania takiej inwestycji na podstawie obowiązujących przepisów. Zarówno gminom, w których jest lokalizowana elektrownia wiatrowa, jak i gminom pobliskim pozostawia się jednak dowolność w zakresie wyboru trybu procedowania planów miejscowych. Niemniej jednak warto wyraźnie podkreślić, że sam obowiązek lokalizowania elektrowni wiatrowych w MPZP to podstawowa reguła, która nie ulega zmianie. Jest to właściwe rozwiązanie prawne, które doprowadziło do powstania funkcjonującej już od wielu lat praktyki planistycznej i nie przewiduje się zmian w tym zakresie.

Zmiana porządkująca w zakresie treści miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (MPZP)

W celu uporządkowania procedury planistycznej w jednym akcie normatywnym do ustawy o planowaniu przeniesiono również przepisy określające wymogi, jakie powinny spełniać ustalenia MPZP (tj. obecny art. 7 ust. 1 ustawy o inwestycjach), które lokalizują elektrownie wiatrowe (tj. określenie maksymalnej całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej, maksymalnej średnicy wirnika wraz z łopatami, maksymalnej liczby elektrowni wiatrowych oraz określenie obszaru objętego planem), wprowadzając nowy art. 15a ust. 1 ustawy o planowaniu.

W nowym art. 15a ustawy o planowaniu przepis ust. 2 określa brak obowiązku sporządzenia MPZP na obszarze położonym w granicach gminy, w której jest lokalizowana elektrownia wiatrowa, znajdującym się w odległości, o której mowa w art. 4 ust. 1 ustawy o inwestycjach, jeżeli w tym miejscu obowiązuje już MPZP, który uniemożliwia zabudowę budynkami mieszkalnymi lub budynkami o funkcji mieszanej. Zmiana ma istotne znaczenie dla lokalizowania inwestycji wiatrowych, jako że potencjalny obszar, który należałoby objąć w

MPZP ulega zmniejszeniu o te obszary, na których MPZP już są i zakazują zabudowy mieszkaniowej. Z punktu widzenia bezpieczeństwa społeczności lokalnych zmiana nie wywołuje żadnych negatywnych następstw, jako że wielkość strefy ochronnej jest taka sama.

Wyjaśnić należy, że art. 15a ust. 1 pkt 2 ustawy o planowaniu stanowi o obszarze znajdującym się w obrębie odległości, o której mowa w art. 4 ust. 1 ustawy o inwestycjach, a więc który zgodnie z art. 5 ustawy o inwestycjach jest wyznaczony jako najkrótszy odcinek między:

1) linią rozgraniczającą teren, którego sposób zagospodarowania określony w planie miejscowym dopuszcza budowę elektrowni wiatrowej,

a

2) rzutem poziomym istniejącego budynku mieszkalnego, albo budynku o funkcji mieszanej albo granicą terenu objętego inwestycją mieszkaniową albo linią rozgraniczającą teren, którego sposób zagospodarowania określony w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego dopuszcza realizację budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej.

Nie jest to zatem teren, którego sposób zagospodarowania dopuszcza budowę elektrowni wiatrowej, a obszar zaczynający się od granicy tego terenu. Zgodnie z załącznikiem nr 1 do rozporządzenia Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 17 grudnia 2021 r. w sprawie wymaganego zakresu projektu miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (Dz. U. 2021 poz. 2404) obszar, na którym może zostać zlokalizowana elektrownia wiatrowa to inny teren, który nazywamy terenem elektrowni wiatrowej i który oznaczamy symbolem PEW.

Projektowany przepis nie pozostaje zatem sprzeczny z art. 3 ustawy o inwestycjach, który dotyczy obowiązku lokalizowania elektrowni wiatrowych na podstawie planu miejscowego gdyż dotyczy innego obszaru. Nie ma wpływu na podstawową zasadę lokalizacji elektrowni wiatrowych, zgodnie z którą mogą one być lokalizowane wyłącznie na podstawie MPZP (oraz ZPI jako rodzaju MPZP). W art. 15a ust. 3 ustawy o planowaniu ustalono również, że wspomniane powyżej dane techniczne dla elektrowni wiatrowej zamieszcza się w uzasadnieniu dołączanym do projektu uchwały w sprawie przystąpienia do sporządzenia MPZP oraz, że dane te są danymi przewidywanymi na dzień sporządzenia tego uzasadnienia.

W art. 15a ust. 4 ustawy o planowaniu wprowadzono prostą zasadę, że MPZP sporządza gmina pobliska co najmniej dla położonego na swoim terenie obszaru znajdującego się w odległości 700 m od elektrowni wiatrowej lokalizowanej na terenie innej gminy. Przepis ten uległ modyfikacjom względem poprzedniego brzmienia (tj. art. 7 ust. 3 ustawy o inwestycjach).

Zakończy to liczne wątpliwości interpretacyjne dotyczące tego, jakie przesłanki mają zostać spełnione oraz jaki obszar ma zostać objęty MPZP przez gminę pobliską.

Gminy, w tym gminy pobliskie, mogą ustalać różne odległości od elektrowni wiatrowych, w których nie można lokalizować budynków mieszkalnych. Istnieje więc możliwość, że odległość minimalna budynków mieszkalnych od elektrowni wiatrowej zlokalizowanej w gminie A będzie inna niż odległość od tej samej elektrowni w gminie B. Konstrukcja taka pozwala na uwzględnienie różnych opinii społecznych występujących w obu gminach.

W celu usprawnienia procedury planistycznej w gminach pobliskich również będzie mieć zastosowanie projektowany art. 15a ust. 2 ustawy o planowaniu. Celem projektodawcy jest odciążenie czasowe i finansowe gmin pobliskich, jeżeli na ich terenie również obowiązuje MPZP, który uniemożliwia zabudowę mieszkaniową.

Tym samym, projektodawca przyjmuje, że lokalizacja elektrowni wiatrowych ma odbywać na zasadach zawartych w ustawie o planowaniu. W tym zakresie, w ustawie o inwestycjach pozostaje wyłącznie dodawany art. 7^1 (dawny art. 7 ust. 4 ustawy o inwestycjach), który nie został przeniesiony do ustawy o planowaniu ze względu na fakt, że dotyczy on etapu inwestycyjnego zdecydowanie późniejszego niż etap planistyczny, bo etapu uzyskiwania pozwolenia na budowę.

Z powyższymi zmianami wiążą się również projektowane przepisy przejściowe.

Art. 35 ust. 1 projektu ustawy określa, że MPZP obowiązujące w dniu wejścia w życie ustawy zachowują moc. Z kolei ust. 2 tego artykułu precyzuje, że do projektów MPZP sporządzanych lub zmienianych na podstawie uchwały o przystąpieniu podjętej przed dniem wejścia w życie ustawy, stosuje się przepisy ustawy o inwestycjach oraz ustawy o planowaniu w brzmieniu dotychczasowym.

W art. 35 ust. 3 analogiczną regulację przewidziano dla ZPI – do projektów sporządzanych na wniosek złożony przed dniem wejścia w życie ustawy, stosuje się przepisy ustawy o inwestycjach oraz ustawy o planowaniu w brzmieniu dotychczasowym. Umożliwi to dokończenie trwających procedur planistycznych na dotychczasowych zasadach, bez konieczności ponawiania przeprowadzonych już czynności.

Art. 36 projektu ustawy umożliwia lokalizację elektrowni wiatrowych na MPZP, które obowiązywały w dniu wejścia w życie ustawy o inwestycjach.

Doprecyzowano, że do takich planów nie stosuje się wprowadzanego art. 15a ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu.

3.5. Zmiany w ustawie o inwestycjach

W ustawie o inwestycjach wprowadzono dwie zmiany mające charakter wynikowy wobec zmian w ustawie o planowaniu. W związku z przeniesieniem do ustawy o planowaniu przepisu art. 7 ustawy o inwestycjach, celem zamieszczenia wszystkich przepisów dotyczących elementów MPZP oraz ZPI w jednym akcie normatywnym, konieczne było uchylenie takiego przepisu w ustawie o inwestycjach oraz zmiana odesłania w przepisie przejściowym.

Zgodnie z uwagami poczynionymi do zmian w ustawie o planowaniu oraz w celu zapewnienia spójności regulacji dotyczącej odległości, w której może być lokalizowana elektrownia wiatrowa, dodano przepis, w świetle którego, brak planu miejscowego w gminie pobliskiej dla obszaru w odległości równej lub mniejszej od odległości o której mowa w art. 4 ust. 1 ustawy o inwestycjach od elektrowni wiatrowej lokalizowanej na terenie innej gminy albo obowiązywanie w tej gminie planu miejscowego, który umożliwia zabudowę budynkami mieszkalnymi lub budynkami o funkcji mieszanej, zobowiązuje organ administracji architektoniczno-budowlanej do odmowy wydania pozwolenia na budowę dla tej elektrowni wiatrowej. Jak wskazano wyżej, dodany przepis odpowiada celom obowiązującego art. 7 ust. 4 ustawy o inwestycjach.

4. Przesunięcie możliwości funkcjonowania prosumenta wirtualnego na obszarze więcej niż jednego OSD na dzień 1 stycznia 2027 r.

W przypadku prosumenta wirtualnego energii odnawialnej, którego miejsce przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii oraz miejsce dostarczania energii elektrycznej znajdują się na obszarze działania różnych operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, ze względu na konieczność zapewnienia sprawnego uruchomienia instytucji z zachowaniem odpowiedniego marginesu po rozpoczęciu pełnego funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii, zasadne jest przesunięcie terminu z dnia 20 października 2026 r. na dzień 1 stycznia 2027 r.

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*.

Ponadto planuje się skrócenie vacatio legis dla przepisów związanych zakresowo z terminem wprowadzenia Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii. Konieczność skrócenia vacatio legis tych regulacji wynika z zasad techniki prawodawczej, zgodnie z którymi terminy wejścia w życie przepisów zmieniających regulacji pozostające w vacatio legis musi być skoordynowany z terminem wejścia w życie przepisów zmienianych. Należy podkreślić, że projektowane regulacje ze skróconym vacatio legis mają charakter zmian technicznych i dostosowujących, zaś samo jego skrócenie, jak wykazano, jest konieczne i nie narusza zasady demokratycznego państwa prawnego.

Zgodność z prawem Unii Europejskiej

Projekt jest zgodny z przepisami Unii Europejskiej.

Projekt ustawy nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Notyfikacja

Projekt ustawy 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 oraz z 2004 r. poz. 597).

Wpływ projektowanej ustawy na działalność mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców

Z uwagi na przedmiot regulacji ustawa będzie miała wpływ na przedsiębiorstwa w sektorze energetyki odnawialnej oraz w sektorze budowlanym, doradczym i projektowym. Przewidywany wpływ został opisany w Ocenie Skutków Regulacji.

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** Urszula Zielińska – Sekretarz Stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu** Michał Łęski – Zastępca Dyrektora, Departament Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: michal.leski@klimat.gov.pl; Janusz Pilitowski – Zastępca Dyrektora, Departament Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: janusz.pilitowski@klimat.gov.pl Paweł Wysocki – Naczelnik, Wydział Regulacji i Mechanizmów Wsparcia Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: pawel.wysocki@klimat.gov.pl; Jolanta Pieńkowska – Naczelnik, Wydział Biomasy, Biogazu i Biometanu, e-mail: jolanta.pienkowska@klimat.gov.pl; Aleksander Słowik – Główny Specjalista, Wydział Biomasy, Biogazu i Biometanu, e-mail: aleksander.slowik@klimat.gov.pl; Łukasz Zdzieszyński – Główny Specjalista, Wydziału Regulacji i Mechanizmów Wsparcia Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: lukasz.zdzieszynski@klimat.gov.pl.	**Data sporządzenia** 06.07.2026 r. **Źródło:** Inicjatywa własna **Nr w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów** UD332

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.

I. Obszar biometanu, biogazu i biomasy

Brak systemu wsparcia dla biometanu w instalacjach powyżej 1 MW

Ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1762, z późn. zm.), zwana dalej „nowelizacją ustawy o OZE z 2023 r.", wprowadziła system wsparcia operacyjnego w postaci dopłat do ceny rynkowej (*feed-in*-premium, FIP) dla instalacji odnawialnych źródeł energii (OZE) wytwarzających biometan o łącznej mocy zainstalowanej, przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną, nie większej niż 1 MW. Mając na uwadze rosnące zapotrzebowanie w zakresie wsparcia instalacji o mocy większej niż objęta wsparciem FIP, projekt ustawy przewiduje wprowadzenie systemu wsparcia w postaci aukcji dla instalacji OZE wytwarzających biometan. Wprowadzane projektem regulacje służą umożliwieniu realizacji celów w zakresie zapewnienia odpowiedniej podaży biometanu, która wynika m.in. z Komunikatu Komisji do Parlamentu Europejskiego RepowerEU oraz celów w zakresie wykorzystania biometanu określonych w Krajowym Planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 r., zwanym dalej „KPEiK".

Nieadekwatne zasady funkcjonowania gazociągu bezpośredniego biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu

Jak wynika z opinii przedstawicieli branży biogazowej, działających na rzecz rozwoju rynku biogazu, biogazu rolniczego i biometanu w grupach roboczych powołanych do działania w ramach Porozumienia o współpracy na rzecz rozwoju rynku biogazu i biometanu oraz opinii Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi, przepisy w zakresie biogazu, w tym biogazu rolniczego oraz biometanu, wymagają zmiany, ponieważ regulacje dotyczące rynku gazowego nie uwzględniają specyfiki funkcjonowania sektora biogazu oraz aspektów związanych z jego transportem. W związku z powyższym, należy wprowadzić ułatwienia dla jego wykorzystania w inny sposób niż tylko do produkcji ciepła, chłodu i energii elektrycznej w miejscu wytworzenia przez transport biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu od jego wytwórcy do instalacji oczyszczania biogazu do postaci biometanu lub do pojedynczego odbiorcy przemysłowego gazociągiem bezpośrednim służącym do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu.

Rozliczenie wytwórcy biometanu z operatorem energii odnawialnej

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2018 r. poz. 1158, z późn. zm.) reguluje m.in. warunki świadczenia usług przesyłania, dystrybucji i magazynowania paliw gazowych, prowadzenie z użytkownikami systemu gazowego rozliczeń wynikających z niezbilansowania paliw gazowych oraz parametry jakościowe paliw gazowych i standardy jakościowe obsługi odbiorców. Oznacza to, że operator systemu gazowego może w obszarze swojej właściwości przekazywać dane związane z paliwem gazowym, które zostało wtłoczone do sieci. Zgodnie z art. 3 pkt 3a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2026 r. poz. 43, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą Prawo energetyczne", paliwo gazowe to gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny oraz propan-butan lub inne rodzaje gazu palnego, dostarczane za pomocą sieci gazowej, a także biometan i biogaz rolniczy, niezależnie od ich przeznaczenia, zawierające również domieszkę wodoru. Definicja paliwa gazowego jest przez to znacznie szersza niż sama definicja biometanu. Ze względu na powyższe, konieczne jest doprecyzowanie na poziomie ustawowym sposobu potwierdzania ilości biometanu zatłoczonego do sieci gazowej przez operatorów systemu gazowego.

Zidentyfikowano okoliczność, że brzmienie art. 93 ust. 2 pkt 2 lit. b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2026 r. poz. 68 i 516), zwanej dalej: „ustawą o OZE", jest nieprawidłowe z uwagi na niefunkcjonowanie bilansowania gazu w polskim systemie przesyłowym w okresach godzinowych i związany z tym brak określania cen gazu w tych okresach na rynku giełdowym prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii S.A. (TGE). Dodatkowo, w kontekście obecnego kształtu rynku giełdowego, niejasne jest odniesienie się do „rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą tego gazu w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji".

Przepis art. 93 ust. 3 ustawy o OZE nie uwzględnia różnic w funkcjonowaniu rynków gazu i energii elektrycznej. Brak jest również jednej spójnej interpretacji sformułowania „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" – także w kontekście funkcjonującej na rynku energii elektrycznej od 2015 r. interpretacji tego rynku jako Rynku Dnia Następnego prowadzonego przez TGE. Powyższe brzmienie pozwala podważać tę interpretację przez wskazanie rynku dla dostawy „energii elektrycznej lub gazu ziemnego".

Utrudnione funkcjonowanie paliwowych instalacji OZE w aukcyjnym systemie wsparcia

System wsparcia w postaci aukcji OZE funkcjonuje w praktyce od końca 2016 r., a w pełni od 2018 r. Do połowy 2024 r. do systemu tego w zakresie instalacji wykorzystujących biogaz oraz spalanie biomasy weszły: 32 biogazownie rolnicze o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej ok. 35,1 MW (w 2018 r.) i 4 instalacje biomasowe o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 26,36 MW.

W latach 2019–2020 do systemu aukcyjnego zmigrowało z systemu świadectw pochodzenia również 11 istniejących biogazowni rolniczych o łącznej mocy ok. 15 MW w dedykowanych dla tych instalacji aukcjach. Warto zaznaczyć, że w latach 2019–2023 do aukcyjnego systemu wsparcia nie weszła żadna instalacja biogazu rolniczego planowana do uruchomienia. W latach 2021–2023 nie rozstrzygnięto również aukcji migracyjnych dla biogazowni rolniczych o mocy większej niż 1 MW.

Spośród wszystkich planowanych instalacji, które wygrały aukcje, uruchomionych zostało dotychczas jedynie 14 biogazowni rolniczych (z 32) i nie została uruchomiona ani jedna instalacja biomasowa (z 4). Spośród pozostałych instalacji biogazowych 6 przeszło do systemu FIT/FIP, które przede wszystkim nie są obarczone obowiązkiem dostarczenia min. 85% zadeklarowanego wolumenu, a 12 obecnie nie ma już możliwości migracji albo realizacji obowiązku pierwszego wprowadzenia do sieci energii elektrycznej i jej sprzedaży w systemie aukcyjnym, co oznacza utratę wpłaconego zabezpieczenia (kaucja/gwarancja).

Powyższe świadczy o początkowo niewielkim, a obecnie zupełnym braku zainteresowania aukcyjnym systemem wsparcia wśród instalacji tzw. surowcozależnych.

Podstawową przyczyną takiego stanu rzeczy jest nieprzewidywalność kosztów paliwa w dłuższym okresie oraz zobowiązanie do sprzedaży co najmniej 85% ilości energii elektrycznej określonej w ofercie, w 3-letnich okresach rozliczeniowych. Projektodawca zakłada, że tak wysokie zobowiązanie przełożyło się na brak zainteresowania wytwórców energii elektrycznej z ww. instalacji OZE udziałem w aukcjach.

Brak możliwości weryfikacji danych wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego, ciepła z biogazu rolniczego lub biogazu rolniczego w mikroinstalacji biogazu rolniczego przez OREO

Obecnie Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej (OREO) nie ma możliwości zweryfikowania czy poszczególni wytwórcy energii elektrycznej z biogazu rolniczego, ciepła z biogazu rolniczego lub biogazu rolniczego w mikroinstalacji biogazu rolniczego znajdują się w krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności prowadzonych przez Prezesa Agencji Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa.

Zbędne odesłania w aktach prawnych do świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, tzw. brązowych certyfikatów

System wsparcia biogazu rolniczego w postaci świadectw pochodzenia został wprowadzony do ustawy o OZE. Niemniej jednak przepisy te nigdy nie funkcjonowały ze względu na brak 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.). Z uwagi na powyższe Prezes URE nie wydał żadnego świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego, tzw. „brązowego certyfikatu", tym samym takie świadectwa nie funkcjonowały w obiegu.

Nowelizacja ustawy o OZE z 2023 r. doprowadziła do uchylenia w ustawie o OZE przepisów związanych z tzw. brązowymi certyfikatami. W innych ustawach funkcjonuje jednak szereg przepisów, które odwołują się do przepisów o świadectwach pochodzenia dla biogazu rolniczego. W związku z powyższym, uchylenie właściwych przepisów w ustawie o OZE i jednoczesne pozostawienie przepisów właściwych dla omawianego obszaru w innych ustawach jest zbędne.

II. Wymagające doprecyzowania przepisy dotyczące zastosowania zintegrowanego planu inwestycyjnego dla projektów wiatrowych

Zintegrowany plan inwestycyjny (ZPI) to szczególna forma miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (MPZP). Jego głównym celem jest usprawnienie procesu inwestycyjnego oraz umożliwienie realizacji korzystnej dla gminy inwestycji uzupełniającej. ZPI stanowi narzędzie, które już obecnie może być stosowane przez inwestorów w celu lokalizacji elektrowni wiatrowych (LEW). Jednak brak dedykowanych regulacji prawnych dla możliwości wykorzystania tego narzędzia planistycznego dla inwestycji wiatrakowych powoduje, że w praktyce narzędzie to w niektórych przypadkach budziło wątpliwości co do możliwości jego stosowania.

Należy także zauważyć, że obecny proces inwestycyjny w LEW może trwać nawet ok. 7 lat, co oznacza, że pierwsze nowe projekty wiatrakowe, które powstają w oparciu o przepisy ustawy z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 553, z późn. zm.), zwanej dalej „nowelizacją ustawy o inwestycjach" będą w praktyce funkcjonować w okolicy 2030 r.

W tym kontekście warto zwrócić uwagę także na regulacje unijne zawarte w dyrektywie 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającej dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającej dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (dalej: „dyrektywa 2023/2413") dokonującej zmiany dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UEL 328 z 21.12.2018, str. 82) (dalej: „dyrektywa 2018/2001"). W art. 16b ust. 1 dyrektywy 2018/2001 wskazuje się, iż państwa członkowskie zapewniają, by procedura wydawania zezwoleń, w przypadku projektów dotyczących energii odnawialnej znajdujących się poza obszarami przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych nie trwała dłużej niż dwa lata.

III. Pozostałe adresowane obszary

Sumowanie mocy mikroinstalacji i magazynu energii

Sposób sumowania mocy mikroinstalacji i magazynu energii został określony w art. 7 ust. 8d[12] ustawy Prawo energetyczne i stanowi, że moc zainstalowanej mikroinstalacji nie obejmuje mocy zainstalowanego magazynu energii elektrycznej, pod warunkiem, że suma mocy zainstalowanego magazynu i łącznej mocy, którą można wprowadzić do sieci dystrybucyjnej przez mikroinstalację z magazynem energii elektrycznej, nie przekracza mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji. Regulacja ta skutkuje preferowaniem magazynów energii o mocy nieprzekraczającej mocy zainstalowanej mikroinstalacji. W efekcie nadmiar wyprodukowanej przez prosumentów energii elektrycznej jest wprowadzany do sieci elektroenergetycznej, co ogranicza prowadzenie skutecznej autokonsumpcji energii.

Modyfikacja tego ograniczenia mogłaby skłonić prosumentów do instalowania większych magazynów energii niż moc elektryczna mikroinstalacji. Skutkiem tego byłoby odciążenie sieci elektroenergetycznej, gdyż nadwyżki energii elektrycznej z mikroinstalacji mogłyby być magazynowane, a nie wprowadzane do sieci elektroenergetycznej w okresach szczytowej podaży energii elektrycznej. W okresie, kiedy instalacja nie produkuje energii elektrycznej, mogłaby być ona pobierana z magazynu, a nie z sieci elektroenergetycznej.

Zwiększenie spójności i transparentności prezentowania informacji na fakturach prosumenckich w zakresie naliczania i rozliczania depozytu prosumenckiego przez spółki obrotu

Zgodnie z art. 4 ust. 6 ustawy o OZE, sprzedawcy energii odnawialnej są obowiązani udostępniać prosumentom, prosumentom zbiorowym oraz prosumentom wirtualnym szczegółowe informacje pomiarowe dotyczące ilości energii elektrycznej wytworzonej przez mikroinstalacje i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz energii elektrycznej pobranej z tej sieci. Jednakże istnieją znaczące różnice w zakresie prezentowanych informacji na fakturach prosumenckich przez różne spółki obrotu. Niektóre z tych spółek nie udostępniają informacji o kwocie rozliczonego depozytu dla poszczególnych miesięcy ani o wartości energii elektrycznej pobranej z i wprowadzonej w danym okresie do sieci elektroenergetycznej. Zidentyfikowano również brak spójności w praktykach prezentacji szczegółowych informacji

oraz rozbieżność w podejściu do ujawniania ceny RCEm na fakturach, przy czym niektóre spółki nie uwzględniają tej informacji argumentując, że jej wartość jest dostępna na stronie Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (PSE).

Końcowe rozliczenie depozytu prosumenckiego po dokonaniu przez prosumenta energii odnawialnej, prosumenta zbiorowego energii odnawialnej lub prosumenta wirtualnego energii odnawialnej zmiany sprzedawcy dla punktu poboru energii objętego rozliczeniem

W obecnym stanie prawnym brakuje jasnych regulacji dotyczących rozliczenia depozytu prosumenckiego w przypadku zmiany sprzedawcy energii przez prosumenta. Brakuje również przepisów określających w jaki sposób i w jakim terminie dotychczasowy sprzedawca energii powinien zwrócić nadpłatę, co może prowadzić do niejasności, opóźnień oraz sporów między prosumentami a sprzedawcami energii. Prosumenci, którzy decydują się na zmianę sprzedawcy, często nie mają pewności co do procedur i terminów związanych z odzyskaniem swoich środków za energię elektryczną. Ponadto nieuregulowane kwestie zwrotu nadpłaty mogą prowadzić do nieporozumień i potencjalnych sporów, co nie sprzyja budowaniu zaufania między prosumentami a sprzedawcami energii.

Wątpliwości w zakresie przepisów dotyczących funkcjonowania spółdzielni energetycznej

Należy doprecyzować przepisy odnoszące się do funkcjonowania spółdzielni energetycznych. Doprecyzowania wymaga także tryb postępowania spółdzielni oraz spółdzielni energetycznych w odniesieniu do zawieranych umów ze sprzedawcą oraz rejestracji w wykazie Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa (KOWR), a w przyszłości również w wykazie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Dodatkowo proces przekazywania sprawozdań rocznych Dyrektorowi Generalnemu KOWR wymaga uproszczenia.

Niezbędne jest ustalenie jednoznacznych zasad postępowania, dających pewność prawną dla zamawiających publicznych, w szczególności jednostek samorządu terytorialnego, realizujących swoje zadania w zakresie zaspokajania zbiorowych potrzeb wspólnoty w obszarze zaopatrzenia w energię elektryczną i cieplną oraz gaz, będących członkami spółdzielni energetycznej.

Definicja instalacji OZE nie przewiduje magazynowania ciepła i chłodu

Aktualna definicja instalacji odnawialnego źródła energii przewiduje wyłącznie magazynowanie energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE, nie uwzględniając takiej możliwości dla magazynów ciepła i chłodu. Zdecydowano się na ich ujęcie odnosząc się w definicji ogólnie do energii (w tym ciepła i chłodu), tj. przez skreślenie wyrazu „elektrycznej" po wyrazie „energii" w tej definicji. Definicja będzie również obejmować ciepło i chłód wytworzone w instalacjach stanowiących wyodrębniony zespół 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, a także połączony z tym zespołem magazyn energii.

Mając na uwadze transformację ciepłownictwa, w tym ciepłownictwa systemowego w kierunku zgodnym z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniającą rozporządzenie (UE) 2023/955 (Dz. Urz. UE L 231 z 20.09.2023, str. 1), uwzględnienie magazynu ciepła i chłodu w tej definicji jest niezbędne do skutecznego przeprowadzenia tej transformacji.

Dyrektywa stanowi m.in. o zmieniających się kryteriach oceny systemów ciepłowniczych jako efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, które do 2050 r. mają być całkowicie zdekarbonizowane. Uwzględnienie w definicji instalacji OZE magazynów ciepła i chłodu gromadzących ciepło i chłód wytworzone z odnawialnych źródeł energii jest zatem fundamentalnym aspektem do przeprowadzenia transformacji ciepłownictwa systemowego, który będzie rzutować na możliwość pozyskania wsparcia na budowę magazynów ciepła i chłodu wytworzonych z odnawialnych źródeł energii, a także do właściwego obliczenia ciepła i chłodu z odnawialnych źródeł energii w celach sprawozdawczych.

Zbyt niska stała cena zakupu w systemie dopłat do ceny rynkowej (tzw. FIP w ramach wsparcia operacyjnego – kontynuacyjnego)

Nowelizacja ustawy o OZE z 2023 r. wprowadziła nowy system wsparcia operacyjnego. System ten będzie umożliwiał pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu pierwotnego (wynoszącego nie więcej niż 17 lat) okresu w systemach wsparcia OZE. Bez uzyskania takiej pomocy wytwórcy energii w instalacjach OZE charakteryzujących się stabilnym profilem wytwarzania, ale przy tym wysokimi kosztami operacyjnymi, nie byliby w stanie utrzymać zdolności produkcyjnych instalacji OZE. Projektodawca postrzega to jako sytuację niekorzystną ze względów ochrony środowiska, w tym konieczności zwiększania ambicji w ograniczaniu emisji gazów cieplarnianych oraz konieczności zwiększania udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w stopniu realizującym przyjęte przez Polskę zobowiązania.

Poziom wsparcia dla instalacji OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW jest określany dla technologii paliwowych (w tym biomasy i biogazu) oraz elektrowni wodnych w przedziałach mocowych uzasadniających dodatkowe różnicowanie poziomu wsparcia. Wsparcie jest udzielane wytwórcom na zasadzie dopłat do ceny rynkowej (FIP).

Niemniej jednak, przyjęcie w tym systemie 90% referencyjnej ceny operacyjnej jako ceny zakupu, co odpowiada rozwiązaniu dla nowych lub zmodernizowanych instalacji OZE korzystających ze wsparcia w systemie FIP, wydaje się

niewystarczające dla utrzymania tych instalacji w systemie elektroenergetycznym. Przewiduje się bowiem, że ze względu na brak uwzględnienia kosztów inwestycyjnych w referencyjnej cenie operacyjnej poziom wsparcia operacyjnego będzie znacząco niższy niż wsparcie pierwotne.

Zbyt restrykcyjne warunki wsparcia w systemie wsparcia dla zmodernizowanych instalacji OZE

W kontekście zwiększenia udziału energii elektrycznej z OZE w końcowym zużyciu energii brutto należy patrzeć nie tylko na wzrost mocy osiągalnej związany z przyłączaniem nowych instalacji 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. Zgodnie z powyższym, nowelizacją ustawy o OZE z 2023 r. znacząco zmodyfikowano system wsparcia dla instalacji zmodernizowanych dla optymalnego kosztowo i proceduralnie utrzymania istniejących instalacji OZE w KSE. Ich definitywne zamknięcie, a tym samym konieczność uzupełnienia systemu o nowe instalacje OZE wiązałoby się z większymi kosztami lub zwiększonym wykorzystaniem mocy w elektrowniach opartych o spalanie paliw kopalnych.

Jednakże, ze względu na sytuację kryzysową na rynkach energetycznych wywołaną inwazją Rosji na Ukrainę oraz rewizję 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.) i zwiększone ambicje w zakresie udziału OZE, zaistniała potrzeba dokonania korekty opłacalności systemu wspierania modernizacji oraz złagodzenia restrykcyjnych wymogów związanych z deklarowanym udziałem poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji OZE oraz potwierdzeniem tych udziałów opinią jednostki akredytowanej.

Brak możliwości budowy albo montażu nowej instalacji OZE w miejsce instalacji zdemontowanej/rozebranej

Zgodnie z aktualnym stanem prawnym budowa albo montaż nowej instalacji OZE mogą być traktowane przez regulatora jako modernizacja istniejącej instalacji OZE. Jednocześnie, przy braku notyfikacji systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych, stanowi to barierę dla odtworzenia wielu małych instalacji OZE, które zostały zamortyzowane i wymagają pełnej wymiany. Jest to szczególnie trudna sytuacja dla mikro- i małych hydroelektrowni, które przy pozbawieniu wsparcia nie są w stanie wykonać robót prowadzących *de facto* do wybudowania albo montażu nowej instalacji OZE w miejscu instalacji uprzednio istniejącej. Powoduje to sytuację, w której instalacje są trwale wyłączane z użytku i nie wytwarzają energii elektrycznej, mimo sprzyjającej infrastruktury hydrotechnicznej (istniejący stopień wodny).

Brak możliwości zaliczenia energii elektrycznej wyprodukowanej w okresach cen ujemnych na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego OZE

W 2024 r. odnotowano łącznie 186 godzin z ujemnymi cenami energii elektrycznej. Oprócz negatywnego znaczenia cen ujemnych dla wytwórców energii elektrycznej, dodatkowy problem mają wytwórcy energii elektrycznej z instalacji OZE, biorący udział w aukcyjnym systemie wsparcia. Obecne brzmienie art. 168 pkt 15 ustawy o OZE nie pozwala Prezesowi URE na zaliczenie energii elektrycznej wytworzonej w okresach, (dla których średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej z rynku były niższe niż 0 złotych za 1 MWh, na poczet spełnienia obowiązku sprzedaży minimum 85% energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego. Jest to niewłaściwe, biorąc pod uwagę, że brak spełnienia obowiązku sprzedaży 85% energii elektrycznej jest obarczony karami pieniężnymi, którym podlega uczestnik systemu aukcyjnego OZE.

Nieadekwatny przepis art. 93a ustawy o OZE w obszarze wytworzenia energii elektrycznej w procesach wysokosprawnej kogeneracji

Art. 93a ustawy o OZE służy potwierdzeniu Prezesowi URE, że dana instalacja OZE wytwarzająca energię elektryczną w procesie wysokosprawnej kogeneracji, po sporządzeniu opinii akredytowanej jednostki, ma prawo wziąć udział w systemach wsparcia OZE. Wspomniany artykuł nie odwołuje się jednak do ilości energii elektrycznej wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej z wysokosprawnej kogeneracji.

Koszt profilu dla instalacji w aukcyjnym systemie wsparcia OZE

Instalacje OZE w aukcyjnym systemie wsparcia OZE otrzymują wsparcie w ramach dwustronnego kontraktu różnicowego wyliczonego jako różnica między zwycięską ofertą złożoną w aukcji OZE a średnią arytmetyczną ceną obliczoną ze średnich ważonych wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych cen energii elektrycznej we wszystkich godzinach dnia dostawy tej energii na TGE. Takie rozwiązanie przekłada się na rosnący koszt tzw. profilu wytwarzania będący wynikiem znaczącego nasycenia energią z instalacji OZE.

Zwiększająca się łączna moc zainstalowana takich instalacji powoduje, że ceny uzyskiwane przez wytwórców coraz bardziej odbiegają od średniej ceny dobowej, co przekłada się na niewielkie zainteresowanie aukcjami OZE (w 2025 r. w aukcjach dla instalacji PV i lądowej energii wiatrowej zakontraktowano jedynie 37,5% oferowanej energii elektrycznej).

Problem weryfikacji danych z wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia

Nowelizacja ustawy o OZE z 2023 r. wprowadza kluczowe zmiany w obszarze gwarancji pochodzenia. Od dnia 1 stycznia 2024 r. istnieje obowiązek wydawania gwarancji pochodzenia na wytworzone z odnawialnych źródeł energii w instalacji OZE wytwarzającej:

1) energię elektryczną;
2) biometan;
3) ciepło albo chłód;
4) wodór odnawialny;
5) biogaz;
6) biogaz rolniczy.

Zgodnie z powyższym, dokonano zmian w obszarze weryfikacji danych zawartych we wniosku wytwórcy o wydanie gwarancji pochodzenia.

W przypadku biometanu wprowadzono obowiązek dla operatora systemu przesyłowego gazowego do weryfikacji danych, które wykraczają poza jego możliwości. W oczywisty sposób doprowadziło to do powstania problemu poprawności weryfikacji tych danych w przygotowanym systemie gwarancji pochodzenia.

Kolejną kwestią wymagającą zmian legislacyjnych są wątpliwości interpretacyjne, które są wyrażane zarówno przez organy administracji publicznej, operatorów sieci gazowych, jak i przedstawicieli branży biometanowej, dotyczące możliwości dodawania do biometanu np. propanu w celu zwiększenia ciepła spalania w kontekście możliwości uzyskania dla takiego biometanu gwarancji pochodzenia. Wątpliwości te mogą negatywnie wpłynąć na rozwój rynku biometanu z obawy przed brakiem możliwości uzyskania gwarancji pochodzenia dla biometanu, który przed zatłoczeniem do sieci gazowej został wzbogacony innym paliwem gazowym, np. propanem.

Niedostateczne wymogi uzyskania certyfikatu instalatora instalacji OZE

Zgodnie z informacjami uzyskanymi z Urzędu Dozoru Technicznego (UDT), który to organ jest właściwy do wydawania certyfikatów instalatorom instalacji OZE, spełnienie przesłanki posiadania dyplomu 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 jest niewystarczające do uzyskania certyfikatu. Instalator powinien przede wszystkim ukończyć szkolenie podstawowe, które pomoże nabyć wiedzę o charakterze praktycznym, a nie wyłącznie teoretycznym.

Ponadto należy wyjaśnić, że przepisy ustawy z dnia 20 lipca 2018 r. – Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce (Dz. U. z 2024 r. poz. 1571, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą PSWN", nie przewidują prowadzenia kształcenia na studiach w ramach tzw. specjalności. Studia są prowadzone na określonym kierunku, poziomie i profilu na podstawie programu studiów (art. 67 ust. 1 ustawy PSWN). Uczelnia przyporządkowuje kierunek do co najmniej jednej dyscypliny, a w przypadku przyporządkowania kierunku studiów do więcej niż jednej dyscypliny, wskazuje się dyscyplinę wiodącą, w ramach której będzie uzyskiwana ponad połowa efektów uczenia się (art. 53 ust. 1 i 2 ustawy PSWN). Dla każdego kierunku studiów istnieje zdefiniowany, odrębny, zamknięty program studiów, obejmujący opis zakładanych efektów uczenia się – opisanych w kategorii wiedzy, umiejętności i kompetencji społecznych oraz opis procesu kształcenia, prowadzącego do osiągnięcia tych efektów. Zatem studia są prowadzone w określonym zakresie wynikającym z programu studiów przyjętego dla danego kierunku. Absolwent studiów otrzymuje dyplom ukończenia studiów na określonym kierunku i profilu potwierdzający wykształcenie wyższe oraz tytuł zawodowy odpowiedni do poziomu studiów, wraz z suplementem do dyplomu (art. 77 ust. 1 i 2 ustawy PSWN). W suplemencie do dyplomu uczelnie zamieszczają informacje na temat przebiegu studiów, w tym informacje o zakresie, w jakim było prowadzone kształcenie na danym kierunku studiów.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

I. System wsparcia dla biometanu

Wprowadzenie wsparcia dla biometanu w instalacjach o mocy zainstalowanej większej niż 1 MW

Rozwiązania w zakresie wsparcia aukcyjnego dla instalacji wytwarzających biometan o mocy powyżej 1 MW, obliczonej z przeliczenia mocy zainstalowanej instalacji na moc zainstalowaną elektryczną instalacji, stanowią rozszerzenie dotychczasowej oferty w zakresie programów pomocowych ukierunkowanych na wytwarzanie odnawialnych paliw gazowych.

Proponowany mechanizm obejmie wsparciem produkcję na poziomie ok. 300 mln m^3 (ok. 3 100 GWh) biometanu rocznie, co będzie wiązało się z koniecznością wybudowania ok. 50 instalacji – w przypadku zakładu o średniej mocy zainstalowanej 2,8 MW (po przeliczeniu na ekwiwalent energii elektrycznej). Przy czym, należy mieć na uwadze, że ww. wartość odnosi się jedynie do wolumenów objętych projektowanym aukcyjnym systemem wsparcia, co zostało szczegółowo opisane w załączniku nr 1 do OSR.

Prezes URE będzie odpowiedzialny za ogłaszanie, przeprowadzanie i rozstrzyganie aukcji – na zasadach analogicznych jak ma to obecnie miejsce w ramach systemu aukcyjnego dla wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii.

Najważniejsze założenia aukcyjnego systemu wsparcia dla biometanu:

1) ze wsparcia może korzystać wytwórca biometanu w instalacji OZE, który wprowadza to paliwo gazowe do sieci gazowej;
2) wsparcie może być łączone ze wsparciem inwestycyjnym (np. dotacje i pożyczki NFOŚiGW) i podlega regule kumulacji (tj. uzyskanie wsparcia inwestycyjnego pomniejsza cenę biometanu wynikającą ze złożonej oferty w aukcji);
3) wsparcie jest udzielane w formie kontraktu różnicowego realizowanego w oparciu o ofertę złożoną w aukcji (poprzedzone preselekcją) dla cen referencyjnych przypisanych do instalacji OZE w dwóch przedziałach mocowych;
4) wsparcie będzie przysługiwało w maksymalnie 20-letnim okresie (podobnie jak ma to obecnie miejsce w przypadku wsparcia FIP dla biometanu);
5) wytwórcy objęci wsparciem mają obowiązek rozpoczęcia wytwarzania biometanu w terminie 4 lat od dnia rozstrzygnięcia aukcji;
6) wsparcie będzie przysługiwało tylko dla biometanu wytworzonego z biogazu lub biogazu rolniczego spełniającego kryteria zrównoważonego rozwoju (KZR).

Zaproponowane rozwiązania będą poddane procedurze notyfikacji pomocy publicznej w Komisji Europejskiej.

Określenie zasad funkcjonowania gazociągu bezpośredniego biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu

Aktualnie uzyskania zgody Prezesa URE, udzielanej w drodze decyzji, wymaga m.in. budowa gazociągu bezpośredniego. Zgoda jest udzielana przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2026 r. poz. 524, z późn. zm.).

W celu poszerzenia wachlarza możliwości wykorzystania biogazu, biogazu rolniczego oraz biometanu w innych miejscach niż miejsce ich wytworzenia proponuje się wprowadzenie ułatwienia dla gazociągu bezpośredniego, za pomocą którego będzie dostarczany biogaz, biogaz rolniczy lub biometan. Ułatwienie polega na tym, że do udzielania zgody na budowę gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu nie stosuje się przesłanek wymienionych w art. 7a ust. 4 ustawy Prawo energetyczne. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, przed udzieleniem zgody, na budowę gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, ustali jedynie, czy gazociąg ten będzie dostarczał biogaz, biogaz rolniczy lub biometan bezpośrednio do instalacji odbiorcy z pominięciem systemu gazowego, czyli czy dana instalacja rzeczywiście będzie gazociągiem bezpośrednim służącym do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu. Natomiast podmiot posiadający tytuł prawny do gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu będzie musiał, w terminie 30 dni od rozpoczęcia dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, poinformować o tym fakcie Prezesa URE. Z kolei w przypadku zaprzestania eksploatacji lub likwidacji tego gazociągu, podmiot będzie zobowiązany do poinformowania o tym Prezesa URE w terminie 14 dni.

Proponowane przepisy umożliwiają rozwój kolejnego wariantu transportu biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu od wytwórcy bezpośrednio do odbiorcy końcowego. Uzupełnienie regulacji dotyczących transportu paliw gazowych w przepisach prawa krajowego o biogaz, biogaz rolniczy i biometan, zharmonizuje i ułatwi zasady prowadzenia działalności gospodarczej w sektorze biogazu/biometanu w tym zakresie. Ponadto zapewni bezpieczeństwo transportu biogazu, w tym biogazu rolniczego oraz biometanu, biorąc pod uwagę wpływ na środowisko i zdrowie ludzi. Niekwestionowaną korzyścią z wprowadzenia ww. regulacji będą ułatwienia proceduralne w kwestii budowania połączeń transportujących biogaz, w tym biogaz rolniczy lub biometan, między biogazownią/biometanownią a instalacją odbiorcy końcowego, ułatwiając w ten sposób rozwój lokalnego rynku biogazu i biometanu.

Oszacowanie potencjału nowych mocy powstałych w wyniku zaproponowanych zmian jest trudne, dlatego że rozwiązanie to będzie stanowić m.in. dodatkową możliwość dla już istniejących instalacji do dywersyfikacji źródeł przychodów. Prognozuje się, że nowe instalacje będą korzystały z tego rozwiązania w pobliżu zakładów gwarantujących zbyt dla całej planowanej do produkcji ilości biogazu lub biometanu. Dlatego też szacuje się, że rozwiązanie to spowoduje powstanie maksymalnie kilkunastu nowych instalacji biogazu lub biometanu o łącznej szacunkowej mocy kilkudziesięciu MW.

Doprecyzowania w obszarze rozliczania się wytwórcy biometanu z operatorem energii odnawialnej

W związku z wątpliwościami dotyczącymi ustalania przez operatora systemu gazowego ilości biometanu zatłoczonego do sieci gazowej, zdecydowano się na modyfikację art. 92 ust. 11^1 oraz ust. 11a ustawy o OZE oraz dodanie w tym artykule nowych ust. 11^2 i 11^3. Zmiana polega na wskazaniu, że dane potwierdzane przez operatora systemu gazowego to dane określające ilość biometanu, a określane one będą na podstawie rzeczywistych wskazań odpowiednich urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Dodawany przepis ust. 11^2 określa sposób ustalania ilości biometanu wprowadzonego do sieci gazowej w sytuacji dodawania do niego (przed wprowadzeniem do sieci) gazów wytworzonych z surowców innych

niż biomasa. Wprowadzone doprecyzowanie dookreśla sposób ustalania ilości biometanu na potrzeby udzielania wsparcia operacyjnego wytwórcom biometanu oraz wydawania gwarancji pochodzenia dla biometanu.

Ze względu na pojawiające się problemy z interpretacją przepisów art. 93 ustawy o OZE, należy dokonać również zmian, m.in. z uwagi na potrzebę poprawy funkcjonowania bilansowania gazu w polskim systemie przesyłowym w okresach godzinowych, a także na związany z tym brak określania cen gazu w tych okresach na rynku giełdowym prowadzonym przez TGE. Należy usunąć wątpliwości interpretacyjne, które są powodowane przez odniesienie się do „rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą tego gazu w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji", w kontekście obecnego kształtu rynku giełdowego.

Z uwagi na różnice w funkcjonowaniu rynków gazu i energii elektrycznej oraz niejasność w zakresie sformułowania „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", jest konieczne dokonanie zmiany brzmienia art. 93 ust. 3 ustawy o OZE – także w kontekście funkcjonującej na rynku energii elektrycznej od 2015 r. interpretacji tego rynku jako Rynku Dnia Następnego prowadzonego przez TGE. Nowe przepisy powinny być tak skonstruowane, aby zapewnić prawidłową interpretację, przez wskazanie rynku dla dostawy „energii elektrycznej lub gazu ziemnego".

Liberalizacja systemu aukcyjnego dla źródeł paliwowych

Jak wynika z analiz, podstawowym czynnikiem zniechęcającym wytwórców w paliwowych instalacjach OZE (biogaz, w tym biogaz rolniczy, biomasa) do udziału w aukcjach OZE jest możliwość nałożenia kary przez Prezesa URE, z tytułu niedostarczenia minimum 85% energii określonej w ofercie. Z uwagi na zmienne i niemożliwe do przewidzenia ceny surowców biomasowych wykorzystywanych w instalacjach biogazu i biomasy, inwestorzy nie są w stanie zaakceptować ryzyka związanego z przyszłym kosztem wytwarzania energii elektrycznej. Tym samym elastyczność w aukcjach co do dostarczanej ilości energii oraz ww. sankcja finansowa za brak realizacji oferty powodują brak zainteresowania udziałem w aukcjach lub późniejsze wycofanie się z systemu.

W związku z powyższym, w celu zwiększenia dynamiki rozwoju sektorów biogazu i biomasy oraz uatrakcyjnienia systemu aukcyjnego dla tych wytwórców, projektowane rozwiązania będą zmierzały do obniżenia obowiązku minimalnego progu dostarczenia energii określonej w ofercie do 65%.

Na podstawie danych dotyczących instalacji biogazowych będących obecnie w fazie zaawansowanej budowy, szacuje się, że potencjalnie w wyniku projektowanych uproszczeń do systemu aukcyjnego mogłoby trafić kilkanaście nowych instalacji o łącznej mocy około 20 MW. Wielkość ta może potencjalnie być zwiększona przez instalacje, które mają jeszcze możliwość zmigrowania z systemu świadectw pochodzenia (około 2–3 MW). Niewykluczone, że projektowane rozwiązanie zachęci inwestorów dotychczas wahających się, do podjęcia działań inwestycyjnych i pozwoli na zwiększenie tego potencjału o kolejne kilka do kilkunastu MW. W sumie zatem spodziewać się można, że projektowane zmiany pozwolą na powstanie około 40–50 MW nowych mocy w biogazie lub biomasie.

Weryfikacja danych wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego, ciepła z biogazu rolniczego lub biogazu rolniczego w mikroinstalacji biogazu rolniczego

Dla celów weryfikacji danych wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego, ciepła z biogazu rolniczego lub biogazu rolniczego w mikroinstalacji biogazu rolniczego, o których mowa w art. 19 ust. 1 ustawy o OZE, jest niezbędne umożliwienie OREO potwierdzania faktu wpisu tych wytwórców do krajowego systemu ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności prowadzonych przez Prezesa ARiMR. Rejestr prowadzony przez ARiMR nie jest udostępniany publicznie, zatem istnieje potrzeba stworzenia podstaw prawnych w ustawie o OZE umożliwiających OREO potwierdzenie właściwych danych w ewidencji ARiMR.

Jednocześnie należy wskazać, że OREO nie dysponuje danymi umożliwiającymi identyfikację wytwórcy w ewidencji ARiMR, które pozwalają na skuteczną i sprawną identyfikację wytwórcy będącego osobą fizyczną przez ARiMR. Dlatego też w pierwszej kolejności, w celu umożliwienia OREO dostępu do danych z art. 19 ust. 1 ustawy o OZE, rekomenduje się wprowadzenie ścieżki polegającej na złożeniu przez OREO wniosku do Prezesa ARiMR o udzielenie informacji, czy wytwórca energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji będący osobą fizyczną jest wpisany do ewidencji producentów, o której mowa w art. 19 ust. 1 ustawy o OZE. Ze względu na potrzebę dysponowania przez OREO właściwymi informacjami, które będzie wpisywał do wniosku, a które pozwolą Prezesowi ARiMR na kompleksową identyfikację danego podmiotu, rekomenduje się wprowadzenie możliwości pozyskania przez OREO od sprzedawcy zobowiązanego, informacji o numerze identyfikacyjnym, o którym mowa w art. 12 ust. 1 ustawy z dnia 18 grudnia 2003 r. o krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności (Dz. U. z 2026 r. poz. 610). Sposób wykorzystania danych wytwórcy zapewnia, że nie będą one upubliczniane.

Zmiany porządkujące w przepisach odsyłających do świadectw pochodzenia dla biogazu rolniczego

W celu uporządkowania systemu prawa uchyla się przepisy związane z wydawaniem świadectw pochodzenia dla biogazu rolniczego w następujących ustawach:

1) ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2025 r. poz. 602, z późn. zm.);
2) ustawa z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2026 r. poz. 793, z późn. zm.);
3) ustawa z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych (Dz. U. z 2026 r. poz. 592, z późn. zm.).

II. Usprawnienie procesów inwestycyjnych w LEW

Doprecyzowanie brzmienia istniejących przepisów dotyczących możliwości zlokalizowania LEW na podstawie ZPI

Ustawa z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1688) wprowadziła do systemu prawnego nowe rozwiązania, m.in. szczególną formę planu miejscowego, jaką jest ZPI. Dlatego też niniejszy projekt ustawy, dostosowując istniejące mechanizmy, reguluje lokalizowanie elektrowni wiatrowych przy wykorzystaniu trybu ZPI. Warto w tym zakresie wskazać, że usprawnienie procedur na etapie planistycznym wynikające z zastosowania trybu ZPI uwzględnia potrzeby zwiększonej partycypacji społecznej związanej z lokalizowaniem elektrowni wiatrowych.

Jest to konsekwencja stanowiska projektodawcy, iż w przypadku lokalizowania elektrowni wiatrowych, należy jak najwcześniej zapewnić udział jak największej liczbie zainteresowanych obywateli, którzy powinni mieć możliwość wypowiedzenia się. Stąd też, w przypadku LEW, zdecydowano się ujednolicić obowiązki konsultacyjne z dedykowanymi obowiązkami przewidzianymi dla zwykłego trybu sporządzania MPZP dla inwestycji wiatrakowych, które uregulowane zostały w art. 6a–6f ustawy o inwestycjach. Tym samym kontynuuje się zasadę szczególnej ochrony społeczności lokalnej, m.in. poprzez dodatkowe obowiązkowe konsultacje na jak najwcześniejszym etapie stosowania trybu ZPI w gminie lokalizującej taką LEW. W każdej formule lokalizacji inwestycji wiatrowej, mieszkańcy muszą mieć zapewniony pełny dostęp do informacji na temat realizowanej inwestycji oraz wypowiedzenia się co do udzielenia aprobaty do jej realizacji.

III. Pozostałe zmiany

Sumowanie mocy mikroinstalacji i magazynu energii

W celu stabilnego rozwoju energetyki prosumenckiej proponuje się wprowadzenie modyfikacji w artykule 7 ust. $8d^{12}$ ustawy Prawo energetyczne, która zakłada, że przy przyłączaniu mikroinstalacji z magazynem energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej, moc zainstalowanego magazynu nie będzie wliczana do mocy zainstalowanej mikroinstalacji, z zastrzeżeniem dwóch warunków. Po pierwsze, moc zainstalowanego magazynu nie może przekraczać 2,2-krotnej wartości mocy zainstalowanej mikroinstalacji. Po drugie, łączna moc wprowadzana do sieci dystrybucyjnej przez mikroinstalację z magazynem energii elektrycznej musi być mniejsza niż moc zainstalowana elektryczna mikroinstalacji.

Celem tej zmiany jest umożliwienie prosumentom montażu magazynów energii o większej pojemności i tym samym zwiększenie autokonsumpcji produkowanej przez nich energii elektrycznej.

Szacuje się, że jeżeli 20% prosumentów, którzy w danym roku przystąpią do systemu rozliczeń net-billing, zamontuje magazyn energii elektrycznej o mocy max. 2,2 mocy mikroinstalacji, to maksymalna łączna moc przyłączonych magazynów energii do końca 2029 r. wyniesie około 3,7 GW. Przy założeniu, że magazyn energii zamontowaliby wszyscy prosumenci, którzy przystąpią do systemu rozliczeń net-billing, w 2029 r. łączna moc ich magazynów energii wyniesie 18,3 GW. W ciągu 5 lat oznaczałoby to wzrost mocy zainstalowanej domowych magazynów energii na poziomie ok. 10 GW.

Zwiększenie spójności i transparentności prezentowania informacji na fakturach prosumenckich w zakresie naliczania i rozliczania depozytu prosumenckiego przez spółki obrotu

W celu ujednolicenia sposobu prezentacji informacji, proponuje się zmianę w art. 4 ust. 6 ustawy o OZE, która precyzowałaby, że spółki obrotu są zobowiązane do uwzględnienia na fakturach prosumenckich pełnego zestawu szczegółowych informacji, obejmujących między innymi informacje o ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej dla każdego miesiąca rozliczeniowego, kwoty rozliczonego depozytu oraz rynkowej cenie energii elektrycznej. Oczekiwanym efektem byłoby zwiększenie transparentności i spójności w prezentacji szczegółowych informacji na fakturach rozliczeniowych oraz ułatwienie prosumentom monitorowania i analizowania energii pobranej i wprowadzonej, co przyczyniłoby się do lepszego zrozumienia kosztów i korzyści związanych z wykorzystywaniem energii odnawialnej.

Końcowe rozliczenie depozytu prosumenckiego po dokonaniu przez prosumenta energii odnawialnej, prosumenta zbiorowego energii odnawialnej lub prosumenta wirtualnego energii odnawialnej zmiany sprzedawcy dla punktu poboru energii objętego rozliczeniem

Wprowadzenie nowego przepisu dotyczącego rozliczenia depozytu prosumenckiego ma na celu uregulowanie kwestii zwrotu niewykorzystanych środków w przypadku zmiany sprzedawcy energii przez prosumenta. Zgodnie z proponowaną regulacją, dotychczasowy sprzedawca energii, który prowadził rozliczenia z prosumentem energii odnawialnej, prosumentem zbiorowym energii odnawialnej lub prosumentem wirtualnym energii odnawialnej, będzie zobowiązany do zwrotu na rzecz prosumenta nadpłaty. Zwrot ten ma nastąpić w terminie nie dłuższym niż do końca kolejnego miesiąca

następującego po miesiącu, w którym doszło do zmiany sprzedawcy. Kwota zwrotu będzie obliczona na dzień dokonania zmiany sprzedawcy, z uwzględnieniem zasad i limitów określonych w ustawie. Wprowadzenie tej regulacji ma na celu przede wszystkim ułatwienie i uporządkowanie procesu zmiany sprzedawcy energii przez prosumentów.

Doprecyzowanie przepisów w zakresie działalności spółdzielni energetycznej

Doprecyzowany został przepis dotyczący udostępniania przez OSD danych pomiarowych na wniosek spółdzielni, a nie jak obecnie spółdzielni energetycznej. Zgodnie z treścią obowiązującego przepisu, wniosek o udostępnienie danych składa spółdzielnia, która dopiero zamierza rozpocząć działalność jako spółdzielnia energetyczna. Doprecyzowano także tryb i kolejność postępowania spółdzielni oraz spółdzielni energetycznych w odniesieniu do zawieranych umów ze sprzedawcą oraz rejestracji w wykazie KOWR.

Doprecyzowano, które przepisy stosuje się do procesów zakładania, rejestracji, przystępowania członków, włączania punktów poboru energii do spółdzielni energetycznej, a także do późniejszego zarządzania energią elektryczną, jak również biogazem, biogazem rolniczym, biometanem i ciepłem, przez ich bilansowanie, rozliczanie, zakup i dostarczanie, między sprzedawcą, spółdzielnią energetyczną i poszczególnymi członkami.

Opracowany został przepis zmniejszający obciążenia administracyjne dla spółdzielni energetycznych w zakresie przekazywania sprawozdań rocznych do KOWR. Jest to konsekwencja wejścia w życie art. 38ma ustawy o OZE, który przewiduje bezpośredni dostęp KOWR do danych operatora informacji rynku energii.

Opracowano regulacje odnoszące się do zamawiających publicznych, dające pewność prawną dla tych podmiotów, w szczególności jednostek samorządu terytorialnego realizujących swoje zadania w obszarze zaspokajania zbiorowych potrzeb wspólnoty w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną i cieplną oraz gaz, wyłączając realizację tych zadań spod reżimu ustawy – Prawo zamówień publicznych w ramach współpracy w spółdzielni energetycznej, której są członkami.

Definicja instalacji odnawialnego źródła energii będzie uwzględniać magazynowanie ciepła i chłodu

Z powodu konieczności uwzględnienia w definicji instalacji odnawialnego źródła energii nie tylko magazynu energii elektrycznej, ale także magazynu ciepła oraz magazynu chłodu – wykreślono wyraz „elektrycznej" po wyrazach „magazyn energii". Taka redakcja zapewni uznanie magazynów energii elektrycznej, magazynów ciepła oraz magazynów chłodu połączonych z zespołem urządzeń służących do wytwarzania z odnawialnych źródeł energii – energii elektrycznej, ciepła oraz chłodu, za instalację odnawialnego źródła energii. Ponadto dostosowano pojęcia użyte w definicji do pojęć obowiązujących na gruncie ustawy Prawo energetyczne, jednakże korekta ta ma charakter wyłącznie legislacyjny i nie prowadzi do zmian merytorycznych.

Zmiana ceny zakupu w systemie wsparcia operacyjnego w systemie FIP

W celu pełnego odzwierciedlenia kosztów operacyjnych dla danej technologii i wielkości instalacji o mocy mniejszej niż 1 MW, które skorzystają z systemu wsparcia operacyjnego w formie dopłat do ceny rynkowej, proponuje się wprowadzenie w art. 70j ustawy o OZE ceny zakupu w wysokości 100% referencyjnej ceny operacyjnej.

Zmiana współczynnika dla instalacji zmodernizowanych ze 100% na 115%

Ze względu na potrzebę utrzymania funkcjonujących instalacji OZE w systemie elektroenergetycznym postuluje się o modyfikację wzoru zawartego w ustawie o OZE przez zastąpienie wartości „100%" wartością „115%". Zmiana wpływa pozytywnie na sposób obliczenia udziału poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii, co powinno stanowić dodatkową zachętę do skorzystania z systemu wsparcia instalacji zmodernizowanych.

Złagodzenie wymagań dotyczących deklaracji i potwierdzenia nakładów modernizacyjnych

Dotychczasowa norma dotycząca udziału poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji OZE wskazanych w deklaracji złożonej do Prezesa URE przed rozpoczęciem modernizacji oraz potwierdzenia tych udziałów opinią jednostki akredytowanej miała wyraźną sankcję wskazującą, że w przypadku wystąpienia różnicy między dwoma dokumentami, wsparcie nie przysługuje. Była to zdecydowanie za surowa sankcja, szczególnie w sytuacji niepewności rynkowej i ewentualnej trudności w określeniu przewidywanych nakładów.

Zdecydowano się więc na zmianę art. 70b ust. 11c ustawy o OZE i wskazanie, że wsparcie nie przysługuje jedynie wtedy, gdy potwierdzony przez jednostkę akredytowaną udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji OZE jest niższy niż wskazany w oświadczeniu udział i jego uwzględnienie powodowałoby zmianę okresu wsparcia dla tej instalacji. W przypadku gdy ten udział jest wyższy, wsparcie przysługuje na warunkach, jakie wynikałyby z udziału nakładów wskazanych w oświadczeniu, o ile nie powoduje to wydłużenia okresu wsparcia z 5/6/7 lat do 15 lat.

Budowa albo montaż nowej instalacji OZE w miejsce instalacji zdemontowanej

Dla umożliwienia sprawnego i optymalnego kosztowo uruchomienia nowej instalacji OZE w miejsce instalacji uprzednio istniejącej zaproponowano przepisy doprecyzowujące możliwość wejścia do systemów FIT/FIP dla takich instalacji OZE.

Zakłada się, że takie rozwiązanie pozwoli na przywrócenie w systemie licznych małych elektrowni wodnych, które nie mogłyby, ze względów ekonomicznych, skorzystać z systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych oraz nowego systemu wsparcia operacyjnego (kontynuacyjnego).

W związku z powyższym, wprowadzono zmiany w art. 70b ustawy o OZE precyzujące obowiązki wytwórcy energii elektrycznej w takiej instalacji OZE w zakresie koniecznych do przedstawienia Prezesowi URE dokumentów i oświadczeń zarówno po demontażu istniejącej uprzednio instalacji OZE, jak i w zakresie budowy albo montażu nowej instalacji OZE w tym samym miejscu.

Umożliwienie zaliczenia energii elektrycznej wyprodukowanej i sprzedanej po cenach ujemnych w systemie aukcyjnym OZE do wypełnienia obowiązku sprzedaży w aukcjach OZE

Umożliwia się Prezesowi URE zaliczenie energii elektrycznej wyprodukowanej i sprzedanej po cenach ujemnych na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego w ilości określonej w ofercie, przez odpowiednie rozszerzenie przepisów. Zgodnie z wprowadzonym przepisem przejściowym do spraw wszczętych przed dniem wejścia w życie projektu Prezes URE będzie stosował przepisy dotychczasowe.

Wprowadza się również regulację dotyczącą udostępnienia przez Zarządcę Rozliczeń S.A. informacji dotyczącej ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii w godzinach dostawy, dla których średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej z rynku były niższe niż 0 złotych za 1 MWh.

Zmiany w art. 93a ustawy o OZE w obszarze wytworzenia energii elektrycznej w procesach wysokosprawnej kogeneracji

W aktualnym stanie prawnym dyspozycja art. 93a ustawy o OZE obejmuje wyłącznie ilość energii elektrycznej wytworzonej w danej instalacji w procesach wysokosprawnej kogeneracji i poza tymi procesami, w tym także w zakresie, w jakim przepis ten określa sposób rozliczenia nienależnie wypłaconej pomocy publicznej (por. art. 93a ust. 4). Tymczasem wsparcie przewidziane przez przepisy ustawy zarówno w ramach systemu aukcyjnego, jak i w ramach systemów FIT/FIP jest udzielane wyłącznie w przeliczeniu na MWh energii elektrycznej, która została wytworzona w danej instalacji OZE, a następnie wprowadzona do sieci i sprzedana.

Zasada ta winna znajdować zastosowanie także w odniesieniu do sankcji karnej przewidzianej w dyspozycji art. 93a ust. 4 tej ustawy, która jak zostało wskazane powyżej, w aktualnym stanie prawnym, jest wymierzana w oparciu o ilości energii elektrycznej wytworzonej w danej instalacji odnawialnego źródła energii poza tymi procesami wysokosprawnej kogeneracji. Przedmiotowa regulacja z jednej strony skutkuje pomniejszeniem wysokości wsparcia należnego wytwórcy, z drugiej zaś strony konsekwentnie przekłada się na niekorzystny dla beneficjenta danego systemu sposób wyliczenia nienależnie wypłaconej pomocy publicznej.

W ramach art. 93a ustawy o OZE precyzuje się, że wspomniany artykuł dotyczy wyłącznie produkcji energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej energię elektryczną w procesie wysokosprawnej kogeneracji oraz wprowadzającej tę energię do sieci. Pozwoli to na uwzględnienie energii wprowadzanej do sieci w obu ściśle powiązanych ze sobą zakresach, tj. zarówno w obszarze uzyskania pomocy publicznej, jak i w zakresie odpowiadającego mu obowiązku jej zwrotu.

Z uwagi na zmiany w systemie rozliczeń, w celu zapewnienia równego i sprawiedliwego podejścia wobec wszystkich podmiotów biorących udział w systemach wsparcia, projektodawca zdecydował także o utworzeniu epizodycznych regulacji służących umożliwieniu ponownego rozliczenia według nowych zasad i zwrotu ewentualnie nadpłaconej wysokości nienależnie pobranej pomocy publicznej. Wskazany mechanizm będzie obowiązywał w określonym czasie, a skorzystanie z niego będzie uwarunkowane wnioskiem wytwórcy.

Koszt profilu dla instalacji w aukcyjnym systemie wsparcia OZE

Projektodawca planuje wprowadzić rozwiązanie epizodyczne, obowiązujące do końca 2027 r. mające na celu zaadresowanie kwestii kosztu profilu instalacji przy rozliczaniu sprzedaży aukcyjnej, przez odpowiednie sparametryzowanie rozliczania wytwórców – pod warunkiem zapewnienia stabilizacji produkcji po stronie wytwórcy przez ograniczenie mocy wprowadzanej do sieci względem mocy zainstalowanej. Takie rozwiązanie ma zapewnić podaż projektów aukcyjnych oraz wzrost udziału mocy zainstalowanej OZE do zakładanych przez Polskę poziomów, co pozwoli wypełnić zakładane poziomy udziału energii elektrycznej z OZE w końcowym zużyciu energii brutto.

Zmiana dotycząca weryfikacji danych z wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia

Ze względu na fakt, że ustawa obecnie nakazuje operatorowi systemu przesyłowego gazowego weryfikację danych z wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, których nie jest w stanie w sposób poprawny zweryfikować, rekomenduje się modyfikację art. 121 ust. 5 ustawy o OZE, przez zawężenie zakresu weryfikacji prowadzonej przez powyższego operatora.

Jednocześnie dokonano zmiany brzmienia w art. 121 ust. 7 pkt 1 ustawy o OZE określającego zasady ustalenia rzeczywistej ilości biometanu wytworzonego i wprowadzonego do sieci gazowej w celu wydania gwarancji pochodzenia. Zaproponowana zmiana ma na celu usunięcie wątpliwości interpretacyjnych zgodnie z którymi, gwarancji pochodzenia

nie należy wydawać dla biometanu z dodatkiem gazów, które nie zostały wytworzone z biomasy. Wprowadzona zmiana polega na określeniu sposobu ustalania przez operatora sieci gazowej ilości biometanu wytworzonego w instalacji OZE i wprowadzonego do sieci gazowej, przy czym ustalenia ilości wytworzonego biometanu dokonuje się analogicznie jak na potrzeby wniosku o pokrycie ujemnego salda, tj. na podstawie rzeczywistych wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych określających ilość wytworzonego biometanu.

Zmiana w wymogach wydawania certyfikatu instalatorom instalacji odnawialnego źródła energii

W celu podwyższenia jakości usług świadczonych przez instalatorów instalacji OZE proponuje się odstąpienie od możliwości uzyskania certyfikatu na podstawie dyplomu 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. Dodatkowo, rezygnuje się z części wymogów z art. 136 ust. 3 pkt 1 ustawy o OZE przyjmując, że instalator i tak musi zdać egzamin, który kompleksowo sprawdzi jego umiejętności praktyczne i teoretyczne, nie ma potrzeby legitymowania się dodatkową dokumentacją. Warto podkreślić, że egzamin dla instalatorów potwierdza posiadanie najwyższych standardów w zakresie instalowania instalacji OZE. Z kolei samo spełnienie przesłanek z art. 136 ust. 3 pkt 1 lit. b–e ustawy o OZE nie daje takiej pewności, dlatego uważa się za zasadne ich uchylenie.

Stosownie do § 28 ust. 2 pkt 2a uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2024 r. poz. 806) dokonano analizy możliwości osiągnięcia celu projektu za pomocą innych środków. Nie jest możliwe osiągnięcie celu przez zastosowanie innych środków niż regulacja w ustawie.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

I. Wprowadzenie wsparcia dla biometanu w instalacjach o mocy większej niż 1 MW

Z analizy sytuacji w zakresie wsparcia dla biometanu wynika, że:

- w Danii małe bioreaktory o mocy mniejszej niż 500 kWe otrzymywały wsparcie w postaci taryfy gwarantowanej (FIT), o mocy powyżej 500 kWe wspierane były przez system przetargowy/aukcyjny;
- we Francji, w styczniu 2019 r. rząd francuski ogłosił zamiar odejścia od wsparcia przez FIT dla największych wytwórców biogazu/biometanu, jednak nie mamy aktualnej wiedzy na temat progu mocy wyrażonej w kWe, który rozgraniczałby wytwórców mogących korzystać z FIT albo z systemu aukcyjnego;
- w Holandii wsparcie jest udzielane wszystkim wytwórcom przez system aukcyjny niezależnie od dalszego wykorzystania biogazu w wysokosprawnej kogeneracji lub zatłoczenia go do sieci gazowej. W każdym przetargu ustalana jest maksymalna kwota. Przetarg SDE + Wiosna 2020 był podzielony na 3 etapy, z których każdy miał zdefiniowaną maksymalną kwotę oferty. Pierwsza faza została otwarta z maksymalną kwotą 49 EUR/MWh, następna faza 2 (maksymalnie 56 EUR/MWh) i faza 3 (maksymalnie 92 EUR/MWh).

Należy również mieć na uwadze, że w związku z wejściem w życie komunikatu Komisji z dnia 18 lutego 2022 r. *Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią* projekty w zakresie wytwarzania biometanu, które nie zostały objęte rozporządzeniem Komisji (UE) 2023/1315 dnia 23 czerwca 2023 r. zmieniającym rozporządzenie (UE) nr 651/2014 uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu oraz rozporządzenie (UE) 2022/2473 uznające niektóre kategorie pomocy udzielanej przedsiębiorstwom prowadzącym działalność w zakresie produkcji, przetwórstwa i wprowadzania do obrotu produktów rybołówstwa i akwakultury za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. U. UE L 167 z 13.06.2023, str. 1), będzie można obejmować programami pomocy publicznej jedynie w sytuacji zagwarantowania, że instalacje objęte wsparciem zostaną wyłonione w tzw. procedurze konkurencyjnej. Oznacza to, że w kolejnych latach wzrośnie liczba programów pomocowych opartych o system aukcyjny.

II. Usprawnienie procesów inwestycyjnych w LEW

Nie jest możliwe dokonanie jednoznacznego odniesienia do sposobu rozwiązania przedmiotowego problemu w innych państwach członkowskich, gdyż regulacje dotyczące procedur udzielania pozwoleń (tzw. permitting) są ściśle związane z krajowymi uwarunkowaniami systemu prawa, w szczególności z podziałem administracyjnym kraju, konstrukcją prawa administracyjnego, organizacją postępowań administracyjnych oraz praktyką stosowania przepisów przez organy administracji publicznej. Z uwagi na znaczące różnice w strukturze i funkcjonowaniu systemów prawnych poszczególnych państw, jak również w zakresie kompetencji organów oraz trybu prowadzenia postępowań, nie jest możliwe dokonanie prostego przeniesienia rozwiązań funkcjonujących w innych systemach prawa na grunt prawa polskiego. Każda analiza porównawcza w tym zakresie wymagałaby uwzględnienia szeregu czynników systemowych, proceduralnych i instytucjonalnych, co wykracza poza cel niniejszego dokumentu.

W zakresie pozostałych zmian, należy wskazać, że nie jest możliwe zestawienie ich z rozwiązaniami z innych krajów, co wynika z faktu, że projektowane rozwiązania mają charakter specyficzny dla prawodawstwa krajowego i nie znajdują odzwierciedlenia w przepisach międzynarodowych. Dlatego takie porównania wydają się dla projektodawcy niecelowe.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt			
Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Prezes URE	1	-	Monitorowanie funkcjonowania gazociągów bezpośrednich służących do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu. Prowadzenie systemu aukcyjnego dla biometanu. Wydłużenie terminu do 90 dni na zwrot opłaty rezerwacyjnej. Doprecyzowanie przepisu dotyczącego montażu nowej hydroelektrowni w miejsce instalacji zdemontowanej lub rozebranej. Zmiany zasad w systemach wsparcia OZE.
Wytwórcy biogazu (w tym biogazu rolniczego) oraz biometanu	Trudne do oszacowania	b/d	Umożliwienie przesyłu biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu za pośrednictwem gazociągu bezpośredniego. Zachęta do wchodzenia do aukcyjnego systemu wsparcia przez uatrakcyjnienie warunków uczestnictwa w nim wytwórców.
Wytwórcy energii elektrycznej w instalacjach biogazowych i biomasowych	Trudne do oszacowania	b/d	Zachęta do wchodzenia do aukcyjnego systemu wsparcia przez uatrakcyjnienie warunków uczestnictwa w nim wytwórców.
Prezes ARiMR	1		Wprowadzenie dodatkowego obowiązku polegającego na potwierdzeniu OREO istnienia wytwórcy w krajowym systemie ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatności.
Operatorzy systemów dystrybucyjnych	189 podmiotów	Sprawozdanie Prezesa URE za 2024 r.	Dostosowanie się do nowych regulacji zw. z zasadami sumowania mocy zainstalowanej instalacji PV i magazynu.
Gminy (wójt, burmistrz, prezydent miasta)	2479, w tym w szczególności z uwagi na przedmiot ustawy: – gminy wiejskie: 1459	https://stat.gov.pl/statystyka-regionalna/jednostki-terytorialne/podzial-administracyjny-polski/	Konieczność uwzględnienia zwiększonego zaangażowania w realizowanych zadaniach i czynnościach związanych z procesem planistycznym ze

	– gminy wiejsko-miejskie: 718 – gminy miejskie: 302		względu na wzmożony proces inwestycyjny. Dochody z tytułu podatku od nieruchomości od elektrowni wiatrowych. Dochody z tytułu podatku od nieruchomości od instalacji odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu.
Mieszkańcy terenów znajdujących się w gminach, gdzie będą potencjalnie realizowane nowe inwestycje w instalacje do wytwarzania biometanu oraz właściciele nieruchomości położonych w sąsiedztwie nowych inwestycji	Gminy wiejskie: 10 423 758, Gminy miejsko-wiejskie: 9 289 241	GUS, lipiec 2024, dane ogólnodostępne	Możliwość uczestnictwa w procedurze planistycznej.
Wytwórcy w instalacjach OZE biorący udział w aukcjach	Kilka tysięcy	Szacunki własne (ok. 500–1000 wytwórców rocznie)	Modyfikacja zasad rozliczeń w przyszłych aukcjach OZE.
Wytwórcy OZE w instalacjach CHP uczestniczący w systemach wsparcia OZE	Ok. 100	Dane ZR S.A.	Uzyskanie uprawnienia do ponownego rozliczenia nienależnie wypłaconej pomocy publicznej w ciągu określonego czasu od wejścia w życie przepisów ustawy.
Wytwórcy energii elektrycznej w mikro- i małych elektrowniach wodnych	Ok. 160	Szacunki TRMEW	Możliwość budowy albo montażu nowej instalacji OZE w miejsce instalacji istniejącej uprzednio.
Zarządca Rozliczeń S.A.	1	Dane ogólnodostępne	Krótkoterminowe obciążenie dodatkowymi obowiązkami związanymi z weryfikacją wniosków wytwórców dot. rozliczenia nienależnie wypłaconej pomocy publicznej.
Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK)	1	Dane ogólnodostępne	Możliwy nieznaczny wzrost liczby odwołań od decyzji Prezesa URE.
Sąd Apelacyjny w Warszawie	1	Dane ogólnodostępne	Możliwy nieznaczny wzrost liczby zaskarżeń od orzeczeń SOKiK.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Procedowany projekt ustawy powiela rozwiązania zawarte w ustawie z dnia 5 sierpnia 2025 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, dalej: „ustawa z dnia 5 sierpnia 2025 r.”, która przeszła pełny proces legislacyjny na etapie rządowym i parlamentarnym, w tym uzyskała pozytywną opinię KWRiST. Pełny zapis tego etapu wraz z odniesieniem się projektodawcy do uwag znajduje się na stronie internetowej RCL: https://legislacja.gov.pl/projekt/12389803.

Niniejszy projekt nie był przedmiotem pre-konsultacji.

Projekt został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt nie został przekazany do konsultacji publicznych i opiniowania.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlegał opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Projekt nie został przekazany do opiniowania przez reprezentatywne organizacje pracodawców, jednakże ze względu na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów związków pracodawców, proces opiniowania przez reprezentatywne organizacje pracodawców przeszła ww. ustawa z dnia 5 sierpnia 2025 r.

Projekt 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 2024 r. poz. 949), a jego przepisy były opiniowane przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego. W dniu 28 stycznia br. Komisja Wspólna Rządu i Samorządu Terytorialnego pozytywnie 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 instytucjach dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie wymagał zaopiniowania przez RDS.

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 35 ust. 2 pkt 2 ustawy z dnia 24 kwietnia 2003 r. o działalności pożytku publicznego i o wolontariacie (Dz. U. z 2025 r. poz. 1338), wobec czego nie wymagał zaopiniowania przez Radę Działalności Pożytku Publicznego.

Projekt ustawy nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

	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	0,00	41,63	82,63	107,31	115,02	141,07	446,87	446,87	446,87	446,87	446,87	2722,00
budżet państwa	0,00	38,11	73,84	92,90	95,28	114,34	414,45	414,45	414,45	414,45	414,45	2486,73
JST	0,00	3,52	8,79	14,41	19,73	26,73	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42	235,27
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wydatki ogółem	0,48	4,19	9,14	15,83	22,07	29,70	30,67	31,04	30,77	31,14	30,86	235,89
budżet państwa	0,48	1,34	1,45	1,45	1,46	1,46	1,47	1,47	1,48	1,49	1,49	15,04
JST	0,00	0,04	0,10	0,18	0,25	0,35	0,36	0,37	0,36	0,37	0,37	2,74
podmioty sektora finansów publicznych z wyłączeniem JST	0,00	2,82	7,60	14,20	20,36	27,89	28,84	29,20	28,93	29,28	29,00	218,11
Saldo ogółem	-0,48	37,43	73,49	91,49	92,95	111,38	416,19	415,83	416,10	415,73	416,00	2486,11
budżet państwa	-0,48	36,77	72,40	91,45	93,83	112,88	412,98	412,97	412,97	412,96	412,96	2471,68
JST	0,00	3,48	8,69	14,24	19,48	26,38	32,06	32,05	32,06	32,05	32,05	232,53
podmioty sektora finansów publicznych z wyłączeniem JST	0,00	-2,82	-7,60	-14,20	-20,36	-27,89	-28,84	-29,20	-28,93	-29,28	-29,00	-218,11

Źródła finansowania	Na potrzeby realizacji zadań dotyczących systemu aukcyjnego biometanu oraz gazociągu bezpośredniego biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu przewidziano konieczność utworzenia sześciu dodatkowych etatów w Urzędzie Regulacji Energetyki, finansowanych z budżetu państwa. W ramach dochodów JST wynikających z budowy i eksploatacji instalacji biometanu uwzględniono dochody wynikające z tytułu podatku od nieruchomości, w tym podatków uiszczanych przez operatorów sieci gazowych, podatku rolnego oraz podatku dochodowego od osób fizycznych (osoby zatrudnione w biogazowni), a także część podatku CIT pozyskiwanego z tytułu funkcjonowania biometanowni.

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	**<u>W zakresie biometanu:</u>** **1. Wydatki budżetu państwa – Prezes URE** W obszarze realizacji zadań wynikających z wprowadzenia systemu aukcyjnego dla biometanu przewiduje się utworzenie 6 (sześciu) etatów. Jako uzupełnienie pkt 6 OSR w tym obszarze wskazuje się, że Prezes URE będzie wykonywał nowe, nierealizowane wcześniej czynności związane z monitoringiem pomocy publicznej w ramach systemów wsparcia dla biometanu realizowanego w systemie aukcyjnym. Wydatki budżetu państwa na rzecz Prezesa URE zostaną pokryte z części 50. (Urząd Regulacji Energetyki) budżetu państwa. Proponowane w projekcie zmiany przepisów ustawy o OZE wprowadzają system wsparcia dla wytwórców biometanu w formie aukcji, tj. nowe narzędzie, nieobjęte dotychczasowymi regulacjami prawnymi. Aukcje dla biometanu różnią się w sposób zasadniczy od aukcji dla energii elektrycznej, jak również od systemu FIP dla biometanu. Możliwość uzyskania wsparcia dla biometanu wiąże się z koniecznością spełnienia licznych nowych warunków, które dotychczas nie były badane dla energii elektrycznej, w tym np. kryteriów zrównoważonego rozwoju. Co istotne, biometan jako gaz odnawialny ma swoją specyfikę ujętą odmiennie w warunkach ustawowych dla tego nowego systemu wsparcia niż wymagania przewidziane dla energii elektrycznej. Dodatkowo, system aukcyjny dla biometanu wymaga zaprojektowania, budowy i wdrożenia odrębnego modułu w Internetowej Platformie Aukcyjnej, dedykowanego wyłącznie dla aukcji biometanu, w tym ze względu na inne ujęcie w ustawie o odnawialnych źródłach energii koszyków aukcyjnych. Wskazać należy, że pracownicy realizujący zadania w zakresie aukcji na wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, z uwagi na zakres realizowanych zadań oraz obciążenie przy ich realizacji, nie mogą zostać przesunięci do realizacji tego nowego zadania, które jest kluczowe z punktu widzenia realizacji celów w zakresie wykorzystania biometanu określonych w Krajowym Planie w Dziedzinie Energii i Klimatu na lata 2021–2030 r. Należy dodać, że rola biometanu w miksie energetycznym ma istotnie wzrastać na przestrzeni kolejnych lat. URE nie posiada możliwości realizacji nowych zadań przy wykorzystaniu posiadanych obecnie zasobów. Obecne zasoby kadrowe URE są tak zadysponowane, aby najistotniejsze zadania były realizowane, jednak już w tym momencie ma miejsce spiętrzenie zadań i wydłużenie terminów rozpatrywania poszczególnych spraw, co w następstwie może prowadzić do zahamowania procesów udzielania pomocy publicznej, która ma stanowić zachętę do rozwoju biometanowni. Procesy optymalizacyjne, które mogły zostać wdrożone, aby sprostać licznym nowym zadaniom nakładanym na Prezesa URE, bez zapewnienia dodatkowych etatów, zostały już uruchomione, wszystkie zasoby kadrowe zostały w pełni zadysponowane i przesunięte do realizacji najpilniejszych zadań Prezesa URE. Należy wskazać, że osoby dotychczas zatrudnione do obsługi systemów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej (aukcyjny i FIT/FIP) obsługują obecnie ponad 5000 instalacji, które są na różnym etapie realizacji i podlegają różnorodnym obowiązkom (np. na bieżąco udzielane jest wsparcie, weryfikacji podlegają sprawozdania wytwórców, w tym w zakresie dotyczącym kumulacji pomocy publicznej, czy też dokonywane jest rozliczanie ilości energii elektrycznej w systemie aukcyjnym). Mając na uwadze powyższe, nie ma możliwości przesunięcia tych osób na potrzeby aukcji biometanu, z uwagi na to, że ich zadania są wykonywane obecnie już z opóźnieniem. Co więcej, należy podkreślić odmienność systemu wsparcia biometanu od wspierania wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Instalacje odnawialnego źródła energii służące do wytwarzania biometanu są bardziej złożone technologicznie, wymagają znajomości rynku gazu i regulacji z nim związanych, co przekłada się na dłuższe, względem energii elektrycznej, procedowanie spraw. Należy zauważyć, że dotychczasowi pracownicy zajmowali się wyłącznie udzielaniem wsparcia dla energii elektrycznej. Co istotne, wnioskowane sześć etatów ma umożliwić realizację przez URE wyłącznie tych nowych zadań związanych z wprowadzanym niniejszym projektem systemem aukcyjnym dla biometanu. Podkreślenia wymaga, że zgłoszone zapotrzebowanie na nowe etaty pozwoli na sprawną i terminową realizację zadań związanych z aukcją biometanu i obsługą beneficjentów tego systemu wsparcia, co jest kluczowe z punktu widzenia realizacji celów w zakresie wykorzystania biometanu określonych w Krajowym Planie w Dziedzinie Energii i Klimatu na lata 2021–2030.

Zadania wykonywane przez Prezesa URE będą wiązały się z zaprojektowaniem, budową, wdrożeniem i późniejszą obsługą odrębnego modułu w Internetowej Platformie Aukcyjnej w celu zapewnienia możliwości przeprowadzania aukcji dla biometanu.

Tym samym obowiązki przydzielone w ramach nowotworzonych etatów będą polegały m.in. na:

- modyfikacji i wprowadzaniu danych algorytmu/modelu obejmującego informacje niezbędne do monitorowania poziomu pomocy publicznej w ujęciu danego roku oraz danego projektu;
- rozpatrywaniu złożonych do Prezesa URE wniosków o wydanie zaświadczenia umożliwiającego udział w systemie aukcyjnym dla biometanu, w tym ilości biometanu przeliczonej na ilość energii elektrycznej wyrażonej w kWh energii zadeklarowanej przez wytwórcę do sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego oraz parametrów efektywnościowych właściwych dla danej instalacji;
- organizacji, przeprowadzaniu i rozstrzyganiu aukcji biometanu;
- stałej weryfikacji i wprowadzaniu aktualnych danych dotyczących zmiennych wielkości makroekonomicznych;
- rozliczaniu ilości wytworzonego i sprzedanego biometanu względem oferty aukcyjnej,
- przeprowadzaniu kontroli u wytwórców;
- weryfikowaniu poprawności złożonych przez wytwórców informacji, oświadczeń i sprawozdań;
- udzielaniu wyjaśnień beneficjentom aukcyjnego systemu wsparcia biometanu.

W świetle powyższego należy wskazać, że realizacja nowych ww. zadań ma charakter interdyscyplinarny i będzie wymagać eksperckiej wiedzy w zakresie m.in. ekonomii, wpływu wielu wskaźników na kształtowanie się cen energii w długim okresie, wytwarzania biometanu z biogazu, uwarunkowań rynku biogazu i biometanu oraz uwarunkowań prawnych prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania biometanu z biogazu i z biogazu rolniczego. W związku z powyższym, będzie niezbędne zatrudnienie pracowników posiadających odpowiednie wykształcenie i doświadczenie.

Realizowane działania będą się wiązały z dodatkowymi kosztami po stronie URE w zakresie:

Pozycja 1 – koszty infrastruktury

Koszty infrastruktury obejmują:

- wynajem powierzchni biurowej, koszty energii elektrycznej, sprzątanie, itp.;
- utworzenie stanowiska pracy (w tym niezbędnej infrastruktury) oraz jej utrzymania (szkolenia, itp.).

Pozycja 2 – koszty osobowe

Zgodnie z informacjami przekazanymi przez URE, bazując na dotychczasowym doświadczeniu w zakresie obsługi prowadzenia spraw niezbędne dla skutecznej realizacji nowych zadań będzie zatrudnienie dodatkowych sześciu osób na stanowiskach eksperckich. Poniższa tabela zawiera zestawienie kosztów bazujących na aktualnym doświadczeniu Prezesa URE w ww. zakresie, kwoty finansowe są wyrażone w mln. zł.

	2026	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**
Pozycja 1 (mln zł)	0,20	0,21	0,22	0,22	0,23	0,23	0,24	0,25	0,25	0,26	0,26
Pozycja 2 (mln zł)	0,28	1,13	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23
Suma (mln zł):	0,48	1,34	1,45	1,45	1,46	1,46	1,47	1,47	1,48	1,49	1,49

Koszty osobowe wskazane powyżej wyliczono przyjmując średnią ważoną ze średnich miesięcznych płac zasadniczych dla wskazanych poniżej etatów specjalistycznych w URE (tj. 1 etat naczelnika, 1 etat radcy prawnego oraz 4 etaty głównych specjalistów) wynoszącą dla 1 etatu 13 185,71 zł – co przekłada się na roczne wynagrodzenie 1 etatu w wysokości 158 228,58 zł.

Do kwoty tej dodano:

– dodatkowe wynagrodzenie roczne (8,5% sumy rocznego wynagrodzenia i wskazanych poniżej: składki na ubezpieczenie społeczne oraz składki na Fundusz Pracy i Fundusz

Solidarnościowy) w wysokości 16 055,93 zł (na rok 2026 oraz 2027 nie założono dodatkowego wynagrodzenia rocznego),
- składki na ubezpieczenie społeczne – pracodawca (16,93%) w wysokości 26 788,10 zł,
- składki na Fundusz Pracy oraz Fundusz Solidarnościowy – pracodawca (2,45%) w wysokości 3 876,60 zł.

Sumując, roczne średnie wynagrodzenie 1 etatu wyniesie 204 949,21 zł (w kolejnych latach poza rokiem pierwszym i drugim – w roku pierwszym przyjęto koszty wynagrodzenia za 3 miesiące oraz brak dodatkowego wynagrodzenia rocznego, zaś w roku drugim przyjęto brak dodatkowego wynagrodzenia rocznego, gdyż takie wynagrodzenie przysługuje po przepracowaniu co najmniej 6 miesięcy w roku poprzednim).

Zapotrzebowanie na etaty związane z realizacją zadań Prezesa URE – analiza pracochłonności

Proponowane w projekcie zmiany ustawy wprowadzają system wsparcia dla wytwórców biometanu w formie aukcji, tj. nowe narzędzie, nieobjęte dotychczasowymi regulacjami prawnymi. Tym samym jest konieczne utworzenie nowego wydziału dedykowanego wsparciu biometanu, który umożliwi obsługę nowych beneficjentów, bez uszczerbku dla zachowania ciągłości funkcjonowania obecnie obowiązujących systemów wsparcia.

Celem zapewnienia skutecznego funkcjonowania nowego mechanizmu wsparcia, w szczególności rzetelnej i terminowej realizacji zadań związanych z organizacją, ogłaszaniem, przeprowadzaniem i rozstrzyganiem aukcji biometanu, występuje konieczność utworzenia odrębnego wydziału: naczelnik, 4 pracowników (2 etaty do obsługi beneficjentów systemu aukcyjnego w zakresie prekwalifikacji oraz organizacji aukcji biometanu, 1 etat do realizacji zadań w zakresie kontroli, 1 etat przeznaczony na potrzeby rozliczania obowiązku sprzedaży biometanu w ramach systemu aukcyjnego) oraz 1 etat na potrzeby obsługi prawnej. Szczegółowe informacje na temat zakresu realizowanych zadań, a także roboczogodzin przypisanych do poszczególnych etatów przedstawiono w załączniku nr 3 do OSR Analiza *pracochłonności URE.* Ocena pracochłonności uwzględnia wykorzystanie Internetowej Platformy Aukcyjnej – narzędzia wspomagającego i przyspieszającego pracę Departamentu.

2. Dodatkowe dochody budżetu państwa – zwiększone wpływy z CIT, VAT i PIT

Wpływy z podatku CIT

Projekt będzie skutkować produkcją biometanu na poziomie ok. 3,16 mln MWh rocznie. Producenci biometanu objęci są podatkiem CIT, co oznacza, że wypracowany przez nich dochód będzie objęty tym podatkiem. W związku z tym przyjęcie projektu zwiększy wpływy do budżetu państwa z tytułu podatku CIT.

Przyjęto, że producenci biometanu będą odprowadzać do budżetu państwa podatek CIT, na który składać się będą dochody ze sprzedaży biometanu. Do obliczenia wpływu do budżetu państwa z tytułu podatku CIT od producentów biometanu przyjęto cenę sprzedaży biometanu na poziomie ceny referencyjnej dla biometanu produkowanego z biogazu rolniczego zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej biometanu (Dz. U. z 2023 r., poz. 2477). Założono pochodzenie biometanu z biogazu rolniczego, ponieważ istnieje największy potencjał do rozwoju produkcji biogazu z substratów rolniczych, ponadto wzięto pod uwagę fakt, że biogaz pochodzenia składowiskowego oraz ściekowego wymaga większych nakładów, aby oczyścić go do biometanu, niż w przypadku biogazu rolniczego. Ponadto założono produkcję biometanu zgodnie z wielkościami wskazanymi w zał. 1 do OSR (3,16 mln MWh w roku 2035) oraz średnią marżę producenta biometanu na poziomie 8%. Wysokość podatku CIT przyjęta do obliczeń wynosi 19%. Dochód dla budżetu państwa z tytułu CIT założono na poziomie 70% (30% przeznaczone jest dla budżetu JST).

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Wpływy do budżetu państwa z tytułu CIT (mln zł)	0,00	1,68	3,26	4,11	4,21	5,05	18,32	18,32	18,32	18,32	18,32

Wpływy z podatku VAT

Produkcja biometanu będąca skutkiem przyjęcia projektu (szczegółowo opisana w zał. 1 do OSR) przyczyni się do wzrostu wpływów do budżetu państwa z tytułu podatku VAT. W obliczeniach założono cenę sprzedaży biometanu na poziomie ceny referencyjnej dla biometanu

produkowanego z biogazu rolniczego zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej biometanu, przy czym cena ta zgodnie z art. 2a ustawy o OZE nie zawiera kwoty podatku od towarów i usług. Ponadto przyjęto stawkę VAT dla biometanu na poziomie takim samym jak dla gazu ziemnego, tj. 23%. Przyjęta produkcja biometanu jest zgodna z zał. 1 do OSR (3,16 mln MWh w roku 2035).

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Wpływy do budżetu państwa z tytułu VAT (mln zł)	0,00	36,42	70,57	88,78	91,06	109,27	396,11	396,11	396,11	396,11	396,11

Wpływy z podatku PIT

Wejście w życie projektu będzie skutkowało powstaniem nowych miejsc pracy, a co za tym idzie wpływów dla JST z tytułu podatku PIT. Założono, że do budżetu państwa trafi 15% dochodów z podatku PIT (JST otrzymają 85%). Liczbę pracowników jednej biometanowni oraz liczbę powstających biometanowni w kolejnych latach określono zgodnie z zał. 2 do OSR. Jednocześnie założono płace tych pracowników na poziomie wynagrodzenia minimalnego.

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Wpływy do budżetu państwa z tytułu PIT (mln zł)	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

3. Dodatkowe dochody JST – podatki lokalne, PIT i CIT

Wpływy z podatku od nieruchomości

Instalacje biometanu rozlokowane na terenach poszczególnych gmin stanowią dodatkowe źródło dochodów dla budżetów samorządów lokalnych. Największą pozycję stanowi podatek od nieruchomości, którym opodatkowane są m.in. budowle (komory fermentacyjne, pomieszczenia i zbiorniki magazynowe oraz na poferment, instalacje uzdatniania biogazu, gazociągi, itp.) w maksymalnej stawce 2% od wartości budowli.

Bazując na ww. danych dla referencyjnej instalacji oraz informacjach z rynku oszacowano poziom dochodów z tytułu podatku rolnego oraz od nieruchomości dla instalacji wytwórczych o większych mocach. Przy obliczaniu należnego podatku wykorzystano stawki obowiązujące na podstawie obwieszczenia Ministra Finansów z dnia 1 sierpnia 2025 r. w sprawie górnych granic stawek kwotowych podatków i opłat lokalnych na rok 2026 (M.P. poz. 726).

Do analizy poziomu dochodów z tytułu podatku rolnego oraz podatku od nieruchomości wykorzystano informacje od operatorów sieci gazowych dotyczące ilości procedowanych wniosków oraz deklaracji w zakresie ilości biometanu wprowadzanego do tych sieci, zgłaszane w ramach składanych warunków o przyłączenie od sieci gazowych. Na ich podstawie obliczono średnią moc instalacji biometanowej wyrażonej w MWe, która oscyluje w okolicy 2,8 MW, która (jak wynika ze struktury złożonych wniosków) powinna zostać osiągnięta w 2031 r., po przyłączeniu wszystkich instalacji objętych wsparciem w postaci systemu aukcyjnego dla biometanu. Liczbę i moc przyłączanych instalacji wytwórczych biometanu w poszczególnych latach przyjęto na podstawie szacunków własnych. Ponadto w analizie dochodów z tytułu podatku od nieruchomości przyjęto założenie zgodnie z raportem NCBiR[1] wskazujące, że średnia odległość biometanowni od miejsca wprowadzenia biometanu do sieci gazowej oscyluje w granicach 3 km, a koszt wybudowania 1 km gazociągu łączącego nowo wybudowaną biometanownię z istniejącą siecią gazową to 300 tys. zł/km. Do obliczenia dochodów z tytułu podatku od nieruchomości od budowli przyjęto wartość budowli (rozumianej jako część budowlana instalacji biometanowej) składających się na instalację produkcji biometanu.

Poniższa tabela obrazuje wpływy do JST, w tym wpływy z tytułu podatku od nieruchomości.

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	2,78	7,36	12,60	17,86	24,46	24,46	24,46	24,46	24,46	24,46

[1] Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce. Opracowanie na potrzeby Symulatora Polskiego Systemu Energetycznego. Wersja z dn. 20.05.2024 r. str. 25

Wpływy do JST – podatek od nieruchomości (mln zł)										

Szczegółowe wyliczenie znajduje się w zał. nr 2 do OSR *Dodatkowe korzyści projektowanych regulacji w ujęciu poszczególnych sektorów gospodarki*, pkt 2. Wzrost dochodów JST z tytułu odprowadzanych podatków.

Wpływy z podatku PIT

Wejście w życie projektu będzie skutkowało powstaniem nowych miejsc pracy, a co za tym idzie wpływów dla JST z tytułu podatku PIT. Założono, że JST otrzymają 85% dochodów z podatku PIT (15% trafi do budżetu państwa). Liczbę pracowników jednej biometanowni oraz liczbę powstających biometanowni w kolejnych latach określono zgodnie z zał. 2 do OSR. Jednocześnie założono płace tych pracowników na poziomie wynagrodzenia minimalnego. Poniższa tabela obrazuje wpływy do JST z tytułu z podatków od zatrudnionych osób przy codziennej obsłudze i konserwacji instalacji biometanowych.

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Wpływy do JST – PIT (mln zł)	0,00	0,01	0,03	0,05	0,07	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10

Wpływy z podatku CIT

Projekt poskutkuje produkcją biometanu na poziomie ok. 3,16 mln MWh rocznie. Producenci biometanu objęci są podatkiem CIT, co oznacza, że wypracowany przez nich dochód będzie objęty tym podatkiem. W związku z tym, przyjęcie projektu zwiększy wpływy do budżetu państwa z tytułu podatku CIT.

Przyjęto, że producenci biometanu będą odprowadzać do budżetu państwa podatek CIT, na który składać się będą dochody ze sprzedaży biometanu. Do obliczenia wpływu do budżetu państwa z tytułu podatku CIT od producentów biometanu przyjęto cenę sprzedaży biometanu na poziomie ceny referencyjnej dla biometanu produkowanego z biogazu rolniczego zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej biometanu. Założono pochodzenie biometanu z biogazu rolniczego, ponieważ istnieje największy potencjał do rozwoju produkcji biogazu z substratów rolniczych, ponadto wzięto pod uwagę fakt, że biogaz pochodzenia składowiskowego oraz ściekowego wymaga większych nakładów, aby oczyścić go do biometanu, niż w przypadku biogazu rolniczego. Ponadto założono produkcję biometanu zgodnie z wielkościami wskazanymi w zał. 1 do OSR (3,16 mln MWh w roku 2035) oraz średnią marżę producenta biometanu na poziomie 8%. Wysokość podatku CIT przyjęta do obliczeń wynosi 19%. Dochód dla JST z tytułu CIT założono na poziomie 30% (70% przeznaczone jest dla budżetu państwa).

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Wpływy do JST – CIT (mln zł)	0,00	0,72	1,40	1,76	1,81	2,17	7,85	7,85	7,85	7,85	7,85

Łączne wpływy do JST z ww. podatków obrazuje poniższa tabela:

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Łączne wpływy do JST (mln zł)	0,00	3,52	8,79	14,41	19,73	26,73	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42

4. Wydatki JST – zwiększenie ceny energii elektrycznej

JST będą obciążone dodatkowymi wydatkami na energię elektryczną co wynika ze wzrostu opłaty OZE (szczegółowo zaprezentowany w tab. 2 zał. 1 do OSR). Jednakże, wydatki te nie będą stanowić znacznego obciążenia budżetów JST – w 2035 r. obciążenie to wyniesie średnio ok. 3 800 zł/rok więcej w porównaniu z rokiem 2025 na jedną jednostkę samorządu terytorialnego. Należy zauważyć, że wzrost ww. wydatków w stosunku do roku bazowego zawiera wzrost inflacji i konsumpcji energii elektrycznej.

Do obliczeń przyjęto liczbę JST wynoszącą 2875 jednostek (zgodnie ze stanem na 1 stycznia 2025 r. w rejestrze TERYT), w tym 16 województw, 380 powiatów i 2 479 gmin. W obliczeniach

założono stałą liczbę JST oraz uwzględniono wzrost konsumpcji energii elektrycznej na poziomie 1,23% rocznie i zwaloryzowano cenę energii o inflację na poziomie 2,5% rocznie. Dane dotyczące zużycia energii elektrycznej przez JST uśredniono w oparciu o dane wskazane w Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE oraz przyjęto przynależność wszystkich JST do grupy taryfy energii elektrycznej C. Dodatkowe wydatki JST w pierwszej kolejności będą realizowane w ramach limitów wydatków właściwych dysponentów poprzez wygenerowanie oszczędności, zmniejszenie innych wydatków lub racjonalizację kosztów w danym roku budżetowym, bez zwiększania środków budżetowych (tj. bez opcji dodatkowości).

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Wydatki JST (mln zł)	-0,00	-0,04	-0,10	-0,18	-0,25	-0,35	-0,36	-0,37	-0,36	-0,37	-0,37

5. Wydatki podmiotów sektora finansów publicznych (z wyłączeniem JST) – zwiększenie ceny energii elektrycznej

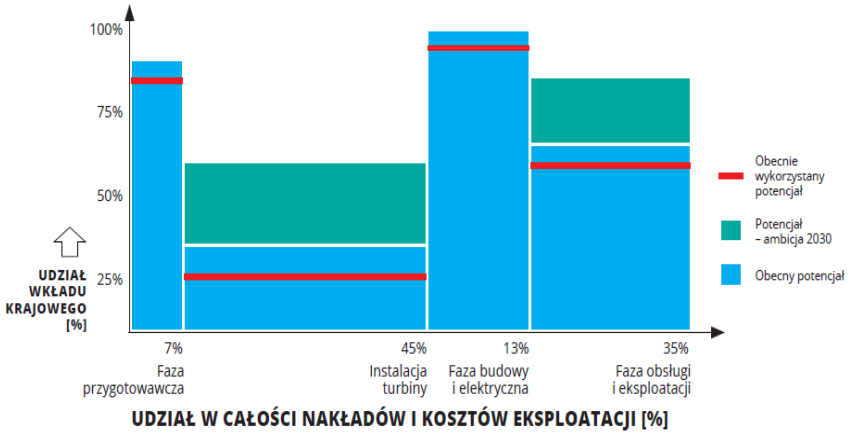
Podmioty sektora finansów publicznych będą obciążone dodatkowymi wydatkami na energię elektryczną co wynika ze wzrostu opłaty OZE (szczegółowo zaprezentowany w tab. 2 zał. 1 do OSR). Należy zauważyć, że wzrost ww. wydatków w stosunku do roku bazowego zawiera wzrost inflacji i konsumpcji energii elektrycznej, co podnosi wykazane koszty. Roczne dodatkowe obciążenie wyrażone w liczbach bezwzględnych dla wszystkich tego typu podmiotów liczone jest w milionach, jednakże należy zauważyć, że wysokie kwoty wynikają wyłącznie z ogromnej konsumpcji tych podmiotów (około 4,26 mln MWh/rok). Dodatkowe obciążenie wynikające ze zwiększenia opłaty OZE wyrażone procentowo wyniesie od 0,05% w pierwszych latach oddziaływania projektowanej regulacji do 0,45% w roku 2035 (10 rok oddziaływania regulacji) – w kolejnych latach ten poziom nie będzie się zwiększał. Biorąc powyższe pod uwagę, wejście projektu w życie nie będzie stanowić istotnego obciążenia dla podmiotów sektora finansów publicznych, gdyż dodatkowe koszty energii elektrycznej wynikające ze zwiększenia opłaty OZE będą wyższe o zaledwie 0,45% po 10 latach od wejścia projektu w życie. Wszystkie dodatkowe wydatki podmiotów sektora finansów publicznych (z wyłączeniem wydatków Prezesa URE, których finansowanie zapewnia projektowana ustawa) w pierwszej kolejności będą realizowane w ramach limitów wydatków właściwych dysponentów poprzez wygenerowanie oszczędności, zmniejszenie innych wydatków lub racjonalizację kosztów w danym roku budżetowym, bez zwiększania środków budżetowych (tj. bez opcji dodatkowości).

Za podmioty sektora finansów publicznych przyjęto wszystkie podmioty mieszczące się w sekcjach PKD O, P i Q z wyłączeniem JST, są to sekcje obejmujące działalność taką jak np. kierowanie podstawowymi rodzajami działalności publicznej, szkoły podstawowe, czy działalność szpitali. Do obliczeń przyjęto konsumpcję podmiotów sektora finansów publicznych na poziomie około 4,26 mln MWh/rok. W obliczeniach uwzględniono wzrost konsumpcji energii elektrycznej na poziomie 1,23% rocznie i zwaloryzowano cenę energii o inflację na poziomie 2,5% rocznie. Dane dotyczące zużycia energii elektrycznej przez podmioty sektora finansów publicznych oparto o dane pozyskane w ramach prowadzonego przez MKiŚ badania statystyki publicznej oraz przyjęto przynależność wszystkich ww. podmiotów do grupy taryfy energii elektrycznej C.

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Wydatki podmiotów sektora finansów publicznych z wyłączeniem JST (mln zł)	0,00	-2,82	-7,60	-14,20	-20,36	-27,89	-28,84	-29,20	-28,93	-29,28	-29,00

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	duże przedsiębiorstwa	0	-139,80	-244,75	-397,45	-771,46	-944,03	-6 403,38
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	-39,96	-69,97	-113,62	-220,53	-269,87	-1 830,50

	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	-43,95	-85,68	-144,31	-273,51	-334,69	-2 270,22
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	0	0	0	0	0	0	0
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	**<u>W zakresie sektora biometanu:</u>** Rozwój sektora biometanu wiąże się z koniecznością wybudowania licznych i rozproszonych terytorialnie zakładów, wpływając na decentralizację dostaw gazu, stabilizując system i powodując zmniejszenie uzależnienia od importu paliwa gazowego. Szczegółowe informacje na ten temat znajdują się w zał. nr 2 do OSR *Dodatkowe korzyści projektowanych regulacji w ujęciu poszczególnych sektorów gospodarki.* **<u>W zakresie lądowej energetyki wiatrowej:</u>** W zakresie sektora przedsiębiorstw budowlanych oraz innych uczestniczących w łańcuchu dostaw na potrzeby przygotowania i realizacji inwestycji w postaci elektrowni wiatrowych na lądzie, istnieje możliwość zaangażowania się w duże projekty infrastrukturalne. Projektowana nowelizacja wywrze wpływ na finanse przedsiębiorstw w sektorze energetyki odnawialnej oraz w sektorze budowlanym, doradczym i projektowym, co wpłynie pozytywnie na realizację zakładanego wzrostu udziału krajowego w polskich projektach LEW.  Tab. 4 Udział wkładu krajowego na polskie projekty LEW, źródło: diagnoza obecnej sytuacji i potencjału krajowego łańcucha dostaw dla lądowej energetyki wiatrowej w Polsce oraz rekomendacje na rzecz optymalizacji jego rozwoju, Instytut Jagielloński Rozwój LEW wpłynie również na rozwój potencjału zawierania umów bezpośredniego zakupu energii OZE (PPA), co stanowi korzyść zarówno dla inwestora posadawiającego LEW (zagwarantowanie zbycia wyprodukowanej energii elektrycznej po określonej cenie), jak i również odbiorcy (możliwość zakupu energii elektrycznej po stałej cenie, dbanie o wizerunek prowadzonej działalności, przez komunikowanie na zewnątrz, że energia wykorzystywana w tym przedsiębiorstwie pochodzi ze źródeł odnawialnych).	
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	**<u>Udział społeczności lokalnych w procedowaniu ZPI</u>** Uwzględnienie potrzeby zwiększonej partycypacji społecznej związanej z lokalizowaniem elektrowni wiatrowych poprzez wprowadzenie dodatkowych obowiązkowych konsultacji na jak najwcześniejszym etapie stosowania trybu ZPI w gminie lokalizującej LEW podniesie poziom świadomości oraz zapewni większą akceptację społeczną dla inwestycji, a także zwiększa kontrolę społeczną nad tym procesem.	
Niemierzalne								

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń

W zakresie sektora biometanu:

Szczegółowe informacje na temat rozwoju sektora biometanu, w tym:

- zakładanej dynamiki rozwoju sektora biometanu w latach 2026–2035,
- potencjalnego wpływu na ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, w związku z wykorzystaniem opłaty OZE do finansowania systemu aukcyjnego,
- wpływu na ceny paliw ciekłych, wynikające z szacunkowego wykorzystania biometanu w sektorze transportu

znajdują się w zał. nr 1 do projektu OSR *Analiza wpływu projektowanych regulacji w zakresie biometanu.*

Zgodnie z przeprowadzonymi analizami finansowanie systemu aukcyjnego biometanu z opłaty OZE wpłynie nieznacznie na wzrost cen energii elektrycznej. W zależności od grupy odbiorców szacuje się wzrost ceny energii elektrycznej na poziomie od 0,02% do maksymalnie 0,84%. W przypadku gospodarstw domowych szacuje się wzrost ceny energii elektrycznej od 0,04% do maksymalnie 0,82%.

Koszt wsparcia systemu aukcyjnego w ujęciu liczbowym, w podziale na poszczególne grupy odbiorców prezentuje poniższa tabela.

Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	*Łącznie (0–10)*
W ujęciu pieniężnym	duże przedsiębiorstwa	0,00	- 60,83	- 181,64	- 337,43	- 702,64	- 826,19	- 5 718,03
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0,00	- 17,39	- 51,93	- 96,46	- 200,86	- 236,18	- 1 634,59
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0,00	- 21,57	- 64,40	- 119,63	- 249,11	- 292,91	- 2 027,24

W przypadku dużych przedsiębiorstw oznacza to konieczność poniesienia kosztów w wysokości ok. 5 718,04 mln zł, a małych i średnich przedsiębiorstw ok. 1 634,59 mln zł w perspektywie 10 lat.

Szacuje się, że koszt energii elektrycznej gospodarstwa domowego zużywającego rocznie 2 MWh energii elektrycznej może wzrosnąć o kwotę wynoszącą ok. 16,5 zł po 10 latach od wejścia w życie projektu ustawy. Biorąc pod uwagę ww. wzrost ceny, należy zauważyć, że ubóstwo energetyczne zdefiniowane w ustawie Prawo energetyczne oznacza, że gospodarstwo domowe nie może zapewnić sobie wystarczającego poziomu ciepła, chłodu i energii elektrycznej do zasilania urządzeń i do oświetlenia. Wzrost rocznego kosztu energii elektrycznej w okresie 10 lat o 16,5 zł dla jednego gospodarstwa domowego nie stwarza zagrożenia zwiększenia skali zjawiska ubóstwa energetycznego dla gospodarstw domowych.

Nakłady na rozwój sektora biometanu – dotyczy głównie średnich i dużych przedsiębiorstw.

Rozwój sektora biometanu jest uzależniony od możliwości w zakresie pozyskania odpowiedniego kapitału ze strony prywatnych inwestorów, zainteresowanych budową instalacji do wytwarzania biometanu. System aukcyjny, gwarantując poziom cen biometanu w dłuższej perspektywie czasu, stanowi kluczowy element zapewnienia odpowiedniego zwrotu z zainwestowanego kapitału, tzw. bankowalność projektu.

Koszty CAPEX instalacji 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) przyłącze gazowe.

Średnie koszty tego rodzaju instalacji wynoszą ok. 33–40 mln zł w przypadku jednostki produkcyjnej o wydajności 2 mln m^3 biometanu rocznie oraz są odpowiednio wyższe w przypadku większych instalacji. W celu realizacji ok. 50 instalacji biometanu o średniej mocy 2,8 MW, zgodnie z założeniami projektu wskazanymi w załączniku do OSR, będzie konieczne zainwestowanie środków finansowych rzędu 9,25–10 mld zł.

Koszty OPEX instalacji 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 2,2 mln m^3 biometanu rocznie mogą wynosić od 3,0 do 5,5 mln zł.

Założenia kosztów zmian proponowanych we wsparciu operacyjnym OZE oraz dla zmodernizowanych instalacji OZE:

W zakresie kosztów zmian planowanych w:

- obszarze wsparcia operacyjnego, który będzie umożliwiał pokrycie uzasadnionych kosztów operacyjnych dla instalacji OZE po zakończeniu pierwotnego (wynoszącego nie więcej niż 17 lat) okresu wsparcia, polegających na zwiększeniu współczynnika korekcyjnego w systemie FIP z 90% do 100%,
- w systemie wsparcia dla instalacji zmodernizowanych, polegających na zastosowaniu współczynnika korekcji wsparcia na poziomie 115%,
- likwidacji podwójnej korekcji ceny dla instalacji zmodernizowanych uczestniczących w systemach FIT i FIP (odpowiednio 95/90% oraz dodatkowo o udział poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych)

należy przede wszystkim stwierdzić, że wejście w życie przepisów dotyczących obu systemów jest zależne od oceny oraz pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej w zakresie zgodności przepisów krajowych z unijnymi zasadami udzielania pomocy publicznej. Dodatkowo przepisy dotyczące systemu wsparcia operacyjnego są objęte *vacatio legis*.

Dla wyliczenia kosztu zmian przyjęto wejście do obu systemów wsparcia instalacji OZE, które korzystały lub korzystają przede wszystkim z systemu świadectw pochodzenia i zakończą podstawowy okres wsparcia do końca 2030 r., wchodząc następnie do systemu operacyjnego (kontynuacyjnego) na maksymalnie 10 lat, z możliwością korzystania ze wsparcia do dnia 31 grudnia 2034 r. albo do systemu wsparcia dla zmodernizowanych najpóźniej od dnia 31 grudnia 2027 r. W OSR wykazano 10-letnią perspektywę wpływu regulacji.

Oba powyższe systemy wsparcia są skierowane do instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej 1,24 GW.

Do wyliczenia wpływu zmian w obu systemach przyjęto dodatkowe założenia, takie jak:

- cena hurtowa energii elektrycznej na TGE (średnia cena kontraktów na 2025 r. – TGE_BASE-25 w kwietniu 2024 r. – 466,97 zł/MWh);
- aktualne ceny referencyjne dla przedmiotowych technologii (biomasa, biogaz rolniczy, hydroenergetyka);
- udział 50% uprawnionych wytwórców w systemie wsparcia operacyjnego (kontynuacyjnego) oraz 50% wytwórców w systemie wsparcia dla instalacji zmodernizowanych;
- średnie nakłady modernizacyjne na poziomie 60% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji OZE.

Przede wszystkim należy zaznaczyć, że wzrost kosztów obu systemów przekładający się na opłatę OZE wynika z zafunkcjonowania obu systemów po zmianach, ponieważ przed zmianami byłyby to systemy zupełnie nieopłacalne ekonomicznie w obecnej sytuacji rynkowej. Po zastosowaniu zmian proponowanych w projekcie ustawy koszty obu systemów wyniosą łącznie ponad 1,1 mld zł w perspektywie 10-letniej, a więc objętej niniejszą oceną skutków regulacji.

Co niezwykle istotne, dla porównania w przypadku uruchomienia w to miejsce nowych instalacji OZE ze wsparciem wynikającym z aktualnie obowiązujących cen referencyjnych (przy uwzględnieniu przepisów właściwych dla przysługujących systemów wsparcia) koszt wybudowania i utrzymania w systemie instalacji OZE mógłby wynieść nawet 43,3 mld zł.

Wpływ zmian w systemie wsparcia operacyjnego i modernizacyjnego OZE

W zakresie zmiany w zasadach rozliczenia instalacji w systemach wsparcia OZE, który jest finansowany m.in. z opłaty OZE, zakłada się wzrost opłaty OZE o ok. 0,73 zł/MWh. W przypadku dużych przedsiębiorstw oznacza to konieczność poniesienia kosztów w wysokości ok. 685 mln zł, a małych i średnich przedsiębiorstw ok. 196 mln zł w perspektywie 10 lat – przy założeniu, że

wszystkie instalacje, którym wprowadzane regulacje dają taką możliwość, skorzystają z tych systemów.

W przypadku gospodarstw domowych wzrost opłaty OZE o ok. 0,73 zł/MWh przełoży się (przy założeniu średniego zużycia na gospodarstwo na poziomie 2 MWh rocznie) na dodatkowe 1,46 zł rocznie.

Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	*Łącznie (0–10)*
W ujęciu pieniężnym	duże przedsiębiorstwa	0	- 78,97	- 63,11	- 60,02	- 68,82	- 117,84	- 685,34
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	- 22,57	- 18,04	- 17,16	- 19,67	- 33,69	- 195,91
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	- 22,38	21,28	- 24,68	- 24,40	- 41,78	- 242,98

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

W przypadku gazociągu bezpośredniego biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu nastąpi zwiększenie liczby procedur, ponieważ Prezes URE będzie wydawał, w formie decyzji administracyjnych, zgody na budowę gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu.

Jednocześnie przesunięcie daty wejścia części przepisów nowelizacji ustawy o inwestycjach w zakresie objęcia przez mieszkańców gminy udziałów w inwestycji wiatrakowej na zasadzie prosumenta wirtualnego z dnia 20 października 2026 r. na dzień 1 stycznia 2027 r. pozwoli na właściwe przygotowanie się uczestnikom tego mechanizmu oraz organom do nowych rozwiązań.

9. Wpływ na rynek pracy

Jak wynika z doświadczeń państw członkowskich każda instalacja do wytwarzania biometanu generuje dodatkowe 3–4 miejsca pracy. Ponadto do budowy niezbędnej infrastruktury są potrzebne surowce, prefabrykaty i zasoby ludzkie. Szczegółowe informacje w tym zakresie zawarte zostały w zał. nr 2 do OSR pt. „Dodatkowe korzyści projektowanych regulacji w ujęciu poszczególnych sektorów gospodarki", pkt 8. Dodatkowe miejsca pracy (*green jobs*).

W zakresie zmian w LEW, zgodnie z raportem Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA) każdy 1 MW mocy zainstalowanej w łańcuchu dostaw LEW to 5,24 miejsca pracy.

W odniesieniu do pozostałych zmian projekt ustawy nie będzie miał bezpośredniego wpływu na rynek pracy, jednak zaproponowane rozwiązania mogą mieć pośredni wpływ na utrzymanie miejsc pracy lub wzrost zatrudnienia wynikający z rozwoju odnawialnych źródeł energii.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☒ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☒ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☐ inne: odnawialne źródła energii	☐ informatyzacja ☐ zdrowie

Omówienie wpływu	Infrastruktura do wytwarzania biometanu przyczynia się do propagowania gospodarki o obiegu zamkniętym, a także do obniżenia emisyjności i zwiększenia zazieleniania polskiego sektora energetycznego. Ponadto biometan, jako jedyny zamiennik gazu ziemnego, może realnie, w czasie rzeczywistym, umożliwiać bilansowanie sieci elektroenergetycznych.

	LEW może stać się także skutecznym narzędziem do obniżenia emisyjności polskiego sektora energetycznego. LEW może w dużym stopniu uczestniczyć w ewolucyjnym zastępowaniu wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o paliwa kopalne, w szczególności węgiel. Tak jak wskazano w pkt 7 OSR, rozwój inwestycji w LEW może doprowadzić do powstania impulsu dla rozwoju na poziomie krajowym i regionalnym dostawców i poddostawców usług i komponentów (tzw. *local content*) w cyklu życia instalacji – zarówno na etapie realizacji inwestycji, jak i jej eksploatacji. Z kolei w pkt 9 OSR wskazano wpływ rozwoju branży na zatrudnienie zarówno na etapie przygotowania i realizacji LEW, jak również na etapie jej eksploatacji. Trzeba pamiętać, że efekty wzrostu zatrudnienia będą miały także pozytywny wpływ na rozwój regionalny. Projektowane przepisy mogą skutkować nieznacznym wzrostem liczby spraw do rozpatrzenia przez SOKiK i Sąd Apelacyjny w Warszawie. Wskazanie konkretnych liczb jest trudne, wręcz niemożliwe. W przypadku SOKiK szacuje się, że będzie to kilkanaście odwołań w skali roku, natomiast w przypadku Sądu Apelacyjnego w Warszawie kilka skarg w skali roku.

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 oraz skróconego *vacatio legis*, co zostało wyjaśnione w uzasadnieniu projektu.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Biorąc pod uwagę, że wspólnym celem projektowanych zmian jest zwiększenie udziału energii z OZE w krajowym zużyciu energii brutto oraz szeroko pojęty rozwój sektora energii zgodny z ambicjami redukcji emisyjności gospodarki i zobowiązaniami międzynarodowymi, kryterium ewaluacji będzie wzrost mocy zainstalowanej w OZE wykazywany w KPEiK.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

Załącznik nr 1. Analiza wpływu projektowanych regulacji w zakresie biometanu.

Załącznik nr 2. Dodatkowe korzyści projektowanych regulacji dla biometanu w ujęciu poszczególnych sektorów gospodarki.

Załącznik nr 3. Analiza pracochłonności URE.

Analiza wpływu projektowanych regulacji w zakresie biometanu

1. Uzasadnienie wprowadzonej regulacji w zakresie biometanu

Polska dysponuje jednym z większych potencjałów wytwarzania biometanu w Unii Europejskiej, dotychczas wciąż niewykorzystanym. Jedną z kluczowych barier rozwoju tego sektora jest brak rozwiązań mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa zainwestowanego kapitału oraz gwarancji uzyskania odpowiedniego poziomu zwrotu kapitału z inwestycji.

Wprowadzenie przepisów w zakresie aukcji dla biometanu obejmie biometan wytwarzany z biogazu jak również z biogazu rolniczego. Zaproponowany w projekcie ustawy system wsparcia adresowany do wytwórców biometanu ma na celu przede wszystkim zapewnienie stabilnego i wieloletniego wsparcia finansowego dla produkcji biometanu. Brak tego typu rozwiązań dla instalacji o mocy powyżej 1 MWe stanowi kluczową barierę dla rozwoju tego sektora, co potwierdzają doświadczenia krajów UE, które zdecydowały się na rozwój tego sektora, w początkowej fazie budowanego w oparciu o stabilne i przewidywalne w wieloletnim horyzoncie czasowym mechanizmy wsparcia.

Oczekiwanym efektem wprowadzenia rozwiązań w zakresie zapewnienia pomocy operacyjnej dla przedsiębiorców zajmujących się wytwarzaniem biometanu będzie wzrost poziomu inwestycji w tym obszarze, zgodnie z założeniami ilościowymi przedłożonymi do projektu ustawy.

O możliwościach wykorzystania biometanu w różnych sektorach decyduje różnica w cenie pomiędzy gazem ziemnym, a ceną referencyjną zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2023 r. *w sprawie ceny referencyjnej biometanu* (Dz. U. z 2023 r. poz. 2477), która jest punktem odniesienia dla transakcji wolnorynkowych – obecnie różnica ta oscyluje wokół poziomu 315 zł za MWh. Wykorzystanie biometanu w poszczególnych sektorach będzie więc uzależnione od wprowadzanych dedykowanych instrumentów wsparcia, ponieważ „miękkie" mechanizmy rynkowe, wynikające np. z dodatkowych kosztów systemu EU ETS, nie są obecnie wystarczające dla zapewnienia stabilnego odbioru biometanu. W związku z powyższym, w perspektywie krótkoterminowej osiągnięcie poziomu produkcji biometanu określonego w scenariuszu bazowym (WEM, z ang. w*ith existing measures*) *Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030* (460 ktoe, tj. ok. 500 mln m^3 biometanu rocznie[1]) będzie bardzo trudne do wykonania. Natomiast w przypadku braku wprowadzenia mechanizmów wsparcia, w tym proponowanego w niniejszym projekcie nowelizacji ustawy *o odnawialnych źródłach energii* systemu aukcyjnego dla biometanu, będącego katalizatorem rozwoju rynku biometanu, należy uznać za niewykonalne.

Ponadto, analizując potencjał wykorzystania biometanu w sektorze transportu należy pamiętać o nałożonym obowiązku realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (dalej: „NCW") w transporcie oraz o objęciu tego sektora systemem handlu emisjami EU ETS. Zgodnie z przeprowadzonymi szacunkami wykorzystanie biometanu w tym sektorze stanowić będzie najmniejsze obciążenie dla odbiorców końcowych (szczegółowo wskazane w pkt 5 niniejszego materiału).

Zaproponowane w projekcie ustawy regulacje w zakresie wdrożenia systemu aukcyjnego mają na celu zapewnienie bankowalności projektów biometanowych i umożliwienie rozwoju sektora w jego wstępnej fazie. Przyjęta regulacja pomimo, iż obejmuje swoim zakresem stosunkowo niewielką liczbą potencjalnych projektów (ok. 50 instalacji o średniej mocy 2,8 MWe) jest kluczowa dla dalszego rozwoju sektora, który wymaga stabilnych gwarancji funkcjonowania oraz wsparcia inwestorów w długim horyzoncie czasu. Pomimo, że poszczególne sektory gospodarki, w tym energetyka, transport oraz ciepłownictwo wysyłają sygnały o potrzebie zakupu biometanu to należy mieć na uwadze, iż w praktyce deklaracje te nie znajdują pokrycia w umowach o charakterze długoterminowym, które pozwoliłyby pozyskać kredyty na planowane inwestycje.

Dobrym przykładem w tym zakresie jest sektor paliwowy, który na potrzeby realizacji NCW od wielu lat dokonuje zakupu odnawialnych paliw (oraz deklaruje zapotrzebowanie związane z biometanem w kontekście wymogów w zakresie *advanced biofuels*), jednakże sektor ten funkcjonuje w oparciu o coroczne, krótkoterminowe kontrakty nie zaś wieloletnie umowy na dostawy danego rodzaju biokomponentu.

2. Kluczowe założenia dotyczące rozwoju sektora biometanu przyjęte w OSR projektu

Przygotowanie projektu ustawy poprzedzone zostało analizą potencjału oraz zapotrzebowania na biometan ze strony poszczególnych sektorów oraz kosztów wykorzystania biometanu w odniesieniu do odbiorców końcowych. W ramach przeprowadzonej analizy zidentyfikowano optymalne kierunki rozwoju tej branży w jej początkowej fazie.

[1] https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu

Zaproponowane w projekcie ustawy podejście umożliwia zakontraktowanie w ramach prowadzonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „URE") postępowań aukcyjnych ok. 300 mln m^3 biometanu wprowadzanego do krajowej sieci gazowej. Wprowadzenie ww. ilości biometanu do sieci wraz z rozliczeniem ujemnego salda przez wytwórcę biometanu umożliwi uwzględnienie dodatkowych **3,2 TWh** energii paliw gazowych z OZE (**ok. 270 ktoe**) w sektorach elektroenergetycznym oraz ciepłowniczym (zaliczanych do realizacji celów OZE proporcjonalnie do poziomu wykorzystania paliw gazowych w tych sektorach).

Dla potrzeb przeprowadzenia analiz finansowych założono również określoną dynamikę rozwoju sektora opartego o system aukcyjny dla biometanu. W modelu przyjęto, iż do roku 2031 powstaną w Polsce w ramach realizowanych aukcji biometanu 53 instalacje wytwórcze o średniej mocy docelowej 2,8 MWe – przy czym średnią wartość projektu przyjęto na podstawie analizy materiałów przekazanych przez operatorów sieci gazowych dotyczących ilości złożonych wniosków o przyłączenie do sieci gazowej.

Tabela 1: Planowana dynamika rozwoju sektora biometanu w ramach systemu aukcyjnego oraz szacowany poziom wsparcia.

	2026	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**
1. Liczba zakładów wytwarzających biometan - ogółem [szt.]										
1.1. Rozpoczynające wytwarzanie - podłączone do sieci gazowej	0	7	10	11	11	14	0	0	0	0
1.2. Prowadzące wytwarzanie w danym roku (narastająco)	0	7	17	28	39	53	53	53	53	53
2. Moc instalacji biometanu - [**MWe]**										
Średnia moc instalacji	0	2,28	2,69	2,85	2,65	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
3. Wielkość produkcji ogółem w danym roku [GWh]										
Produkcja paliw gazowych	0	290	853	1 561	2288	3160	3 160	3 160	3 160	3 160
4. Szacowany poziom wsparcia ogółem [mln zł/rok]										
Poziom dopłaty do biometanu w poszczególnych latach	**0,00**	**99,79**	**297,97**	**553,52**	**822,17**	**1 152,62**	**1 227,82**	**1 258,51**	**1 289,97**	**1 322,22**

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwa Klimatu i Środowiska m.in. na podstawie danych krajowych operatorów sieci gazowych.
Informacje dodatkowe: Szacowany poziom wsparcia ogółem (pkt 4 tabeli) wyznaczono uwzględniając:
- planowaną dynamikę rozwoju sektora wyrażającą się roczną wielkością produkcji wskazaną w pkt 3 powyżej, gdzie docelowa wartość produkcji w instalacjach korzystających z projektowanego aukcyjnego systemu wsparcia w 2030 r. wynosi 300 mln m^3 biometanu (ok. 3,16 TWh);

- średnią cenę gazu ziemnego z dnia 13 czerwca 2024 r. na poziomie 176,20 zł/MWh, na podstawie TGEgasDA, indeksowaną wskaźnikiem inflacji w kolejnych latach na poziomie 2,5%;

- poziom wsparcia dla biometanu w wys. 490,50 zł/MWh – stanowiący 90% ceny referencyjnej określonej w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej biometanu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2477)*; szacuje się, że ceny w aukcjach będą średnio niższe od obecnych cen referencyjnych o co najmniej 10%;*

- poziom zużycia energii elektrycznej na podstawie danych z Raportu z działalności Prezesa URE za 2023 r. – indeksowanych wskaźnikiem wzrostu 1,23% określonym w załączniku nr 2 do PEP 2040.

Analizując wskazane powyżej wolumeny dot. zakontraktowania ok. 300 mln m^3 biometanu w ramach projektowanych aukcji, będące jednocześnie docelową wartością produkcji w ramach tego systemu wsparcia, należy mieć na uwadze, że wskazane w OSR i niniejszym załączniku wartości odnoszą się wyłącznie do wolumenów biometanu planowanego do produkcji w ramach planowanego aukcyjnego systemu wsparcia. Zatem wskazana wartość produkcji biometanu wynosząca 300 mln m^3/rok w roku 2030 odnosi się wyłącznie do biometanu produkowanego w instalacjach korzystających z projektowanego aukcyjnego systemu wsparcia. Z tego względu informacji nt. szacowanej produkcji biometanu nie można traktować jako opisu dotyczącego całego rynku, w związku z czym nie należy porównywać jej z treścią projektu Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. (aKPEiK). Wskazana wartość nie stanowi również obniżenia ambicji w stosunku do aKPEiK, gdyż jest to zaledwie jedna ze składowych tworzących cały rynek produkcji biometanu w Polsce.

Należy pamiętać, że na rozwój rynku biometanu, a tym samym na określoną w aKPEiK ambicję dla produkcji tego paliwa, wpływ mają inne czynniki i mechanizmy. W chwili obecnej produkcja biometanu w instalacjach o mocy do 1

MW jest wspierana w ramach systemu wsparcia Feed in Premium (FIP), który również przyczynia się do rozwoju mocy produkcyjnych tego paliwa w Polsce. Co więcej, nie należy zakładać że biometan będzie produkowany w Polsce wyłącznie w oparciu o systemy wsparcia operacyjnego. Przykładowo, biometan jest atrakcyjnym paliwem do wykorzystania w sektorze transportu, gdzie zgodnie z FIP i projektowanym systemem aukcyjnym dotowany biometan nie może być wykorzystywany na cele transportowe. Oznacza to, że należy spodziewać się powstawania biometanowni produkujących biometan w postaci bioLNG lub bioCNG na cele transportowe, których powstanie nie będzie związane z obowiązującym lub projektowanym systemem wsparcia. Dodatkowo, do powstawania nowych instalacji produkujących biometan przyczynią się dedykowane na ten cel programy wsparcia prowadzone przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, np. uruchomiony system wsparcia FENiKS „Część 2 Rozwój OZE" z budżetem 0,2 mld zł, czy też planowany do uruchomienia jeszcze w 2026 r. program „Poprawa bezpieczeństwa energetycznego poprzez wykorzystanie biometanu" z budżetem 0,8 mld zł. Konkludując, wskazane w OSR wartości dot. szacowanej ilości produkowanego biometanu nie mogą być traktowane jako próba określenia ambicji lub dokonania szacunków dla całego rynku biometanu. Przedstawiona informacja dotyczy wyłącznie wolumenów szacowanych do produkcji w ramach projektowanego aukcyjnego systemu wsparcia, poza tym systemem istnieje szeroki wachlarz możliwości rozwijania się mocy produkcyjnych biometanu Polsce.

Jednocześnie mając na uwadze zapotrzebowanie na gaz ziemny w sektorze transportu, związane z realizacją NCW określonego w art. 23 ust. 1 ustawy *o biokomponentach i biopaliwach ciekłych*, przewiduje się przede wszystkim wykorzystanie biometanu w tym sektorze. W związku z powyższym w projekcie założono, iż wytwórcy objęci aukcyjnym systemem wsparcia, którzy w kolejnych latach będą ubiegać się o rozliczenie ujemnego salda, dokonując sprzedaży biometanu na potrzeby realizacji NCW będą zwolnieni z obowiązku rozliczenia w systemie aukcyjnym odpowiedniej ilości biometanu zadeklarowanej w procedurze aukcyjnej.

W związku z powyższym, w przepisach projektu ustawy przewidziano:

- wyłączenie z możliwości zaliczenia do NCW biometanu objętego wsparciem aukcyjnym – zmiana zawarta w projektowanym art. 83s ustawy OZE,

- zwolnienie z rozliczenia obowiązku sprzedaży przez wytwórcę, który wygrał aukcję biometanu, sprzedanego biometanu w tej części, w której został on przeznaczony do realizacji NCW – zmiana zawarta w art. 83zh ust. 4 projektu ustawy OZE.

3. Wpływ na ceny energii elektrycznej dla obiorców końcowych - opłata OZE

Wpływ systemu aukcyjnego dla biometanu na ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych będzie w przyszłości uzależniony od szeregu czynników, do których zaliczyć należy przede wszystkim: ceny gazu ziemnego, poziomu cen wsparcia dla biometanu stanowiących podstawę do rozliczenia ujemnego salda, poziomu konsumpcji energii elektrycznej oraz ilość instalacji, które ostatecznie przystąpią do systemu aukcyjnego. W kolejnych latach obciążenie sektora elektroenergetycznego będzie natomiast uzależnione od poziomu wykorzystania biometanu, wytworzonego w instalacjach objętych systemem aukcyjnym, w paliwach transportowych.

Zgodnie z przeprowadzonymi analizami finansowanie systemu aukcyjnego z opłaty OZE wpłynie nieznacznie na wzrost cen energii elektrycznej. Poniżej przedstawiono szacunki dotyczące wpływu systemu aukcyjnego na rachunek końcowy odbiorców energii elektrycznej. Warto podkreślić, iż jest to szacunek uwzględniający wariant konserwatywny, który zakłada, że (pomimo możliwości wykorzystania biometanu w transporcie) całość biometanu, który uzyskał wsparcie w systemie aukcyjnym, zostanie w tym systemie zaoferowana na rynku. Jak wyjaśniono powyżej należy się spodziewać, iż wykorzystanie biometanu w sektorze paliwowym wpłynie na zmniejszenie obciążenia sektora elektroenergetycznego w stosunku do zaprezentowanych poniżej szacunków.

Tabela 2: Prognozowany wpływ na rachunek końcowy odbiorców energii elektrycznej w latach 2026-2035.

	2026	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**
Poziom wsparcia *(w mln PLN)*	**0,00**	**99,79**	**297,97**	**553,52**	**822,17**	**1152,62**	**1 227,82**	**1 258,51**	**1 289,97**	**1 322,22**
odbiorcy na WN *(grupy A)*	0,00%	0,07%	0,20%	0,35%	0,51%	0,68%	0,70%	0,69%	0,69%	0,68%
odbiorcy na SN *(grupy B)*	0,00%	0,06%	0,18%	0,32%	0,45%	0,61%	0,63%	0,62%	0,61%	0,60%

odbiorcy na nN *(grupy C)*	0,00%	0,05%	0,13%	0,24%	0,34%	0,46%	0,47%	0,47%	0,46%	0,46%
odbiorcy grup G	0,00%	0,08%	0,24%	0,42%	0,60%	0,82%	0,84%	0,83%	0,82%	0,81%
w tym: gospodarstwa domowe	0,00%	0,08%	0,23%	0,41%	0,59%	0,79%	0,82%	0,81%	0,80%	0,79%

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwo Klimatu i Środowiska na podstawie danych Prezesa URE.

Informacje dodatkowe: Przy określeniu ceny dla poszczególnych grup odbiorców wykorzystano ceny oraz poziom konsumpcji energii elektrycznej wskazane w raporcie z działalności Prezesa URE za 2023 r. Wpływ na ceny obliczono przy założeniu poziomu konsumpcji energii elektrycznej oraz jej średnich cen ustalając jako wyjściowy rok 2023 indeksowany w kolejnych latach wskaźnikiem inflacji 6,6% dla 2024 r. i 2,5% w kolejnych latach. Poziom konsumpcji energii elektrycznej został indeksowany dla każdego roku wskaźnikiem wzrostu 1,23% określonym w załączniku nr 2 do PEP 2040.

Średnie ceny energii elektrycznej w 2023 r. wynoszą: odbiorcy na WN (grupa A) – 880,34 zł/MWh, odbiorcy na SN (grupy b) – 984,97 zł/MWh, odbiorcy na nN (grupy C) – 1 303,55 zł/MWh, obiorcy grupy G – 737,01 zł/MWh (w tym gospodarstwa domowe – 757,85 zł/MWh).

4. Możliwości w zakresie wykorzystania biometanu do realizacji NCW

Jak wskazano powyżej wykorzystanie biometanu objętego systemem aukcyjnym na potrzeby realizacji NCW, tj. do celów transportowych, pozwoli obniżyć obciążenie sektora elektroenergetycznego. Jak wskazano powyżej, w celu umożliwienia przekierowania biometanu z sektora elektroenergetyki do sektora transportu wprowadzono odpowiednie regulację w projekcie ustawy. Zgodnie z proponowanym art. 83zh ust. 3 pkt 4 ustawy OZE, rozszerzono katalog przesłanek zwalniających z obowiązku wytworzenia i sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego tych ilości biometanu zadeklarowanych w systemie aukcyjnym, które zostały sprzedane na potrzeby realizacji NCW. Takie rozwiązanie umożliwi przekierowanie części lub całości biometanu formalnie objętego systemem wsparcia do sektora transportowego.

Dodatkową korzyścią związaną z wykorzystaniem biometanu w sektorze transportu są ograniczenia kosztów po stronie logistyki – ponieważ wykorzystanie biometanu nie powoduje potrzeby budowania w systemie paliwowym dedykowanych ciągów logistycznych niezbędnych do dystrybucji biometanu. Powyższe wynika z możliwości wykorzystania biometanu do produkcji biowodoru stosowanego w instalacjach rafineryjnych, dostarczanego przy wykorzystaniu obecnej infrastruktury gazowej.

O roli biometanu w sektorze transportu świadczy również fakt, iż to paliwo gazowe może być jednym z nielicznych nośników energii umożliwiających realizację celów w zakresie udziału OZE w tym sektorze w związku z koniecznością osiągnięcia obowiązkowych, minimalnych udziałów tzw. *zaawansowanych biopaliw* i biogazu wytworzonych z surowców wymienionych w zał. IX część A dyrektywy REDII. Zgodnie z treścią art. 25 ust. 1 ww. dyrektywy, udział w końcowym zużyciu energii w sektorze transportu ma wynieść co najmniej 0,2 % w 2022 r., co najmniej 1 % w 2025 r. oraz co najmniej 3,5 % w 2030 r.

Potencjalnie, w perspektywie roku 2030 podmioty realizujące NCW mogłyby wykorzystywać do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy *o biokomponentach i biopaliwach ciekłych*, ok. 750-900 mln m^3 biometanu rocznie. Przewiduje się dwa kierunki zagospodarowania biometanu w sektorze transportu, obejmujące zarówno bezpośrednie wykorzystanie w silnikach spalinowych jako zamiennik sprężonego (CNG) lub skroplonego (LNG) –0, 15-0,30 mln m^3 biometanu rocznie lub jako źródło wytwarzania odnawialnego wodoru w przemyśle rafineryjnym, w ilości ok. 0,6 – 0,7 mln. m^3.

Zastosowanie gazu ziemnego w transporcie otwiera przed biometanem nową perspektywę stopniowego zwiększania udziału tego niskoemisyjnego i odnawialnego paliwa gazowego w postaci bioCNG i bioLNG. Rynek ten będzie się rozwijał wraz z postępującą rozbudową infrastruktury tankowania oraz rosnącą flotą pojazdów zasilanych paliwem CNG i LNG. Atutem wykorzystania sprężonego bioCNG jest, wobec np. aut diesla, przede wszystkim znaczna redukcja emisji zanieczyszczeń, tj. głównie pyłów PM, związków azotu NO_x i siarki, a także poziomu hałasu o ok. 5- 7 dB. Podstawową zaletą aut zasilanych gazem bioCNG jest fakt, iż paliwo wytwarzane jest na bazie dostępnej lokalnie biomasy, w tym bioodpadów, co umożliwia redukcję kosztów ich zagospodarowania. Należy także podkreślić, że koszt auta zasilanego sprężonym gazem jest porównywalny z kosztem zakupu pojazdu z tradycyjnym silnikiem, co nie jest bez znaczenia wobec potrzeby zastąpienia eksploatowanej floty pojazdów.

Zgodnie z przepisami ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. *o elektromobilności i paliwach alternatywnych* (Dz. U. z 2023 r. poz. 875), operatorzy systemów gazowych zobowiązani są do udostępnienia w dużych aglomeracjach punktów tankowania CNG. Mapa i lokalizacja krajowych stacji CNG, opracowana przez Urząd Dozoru Technicznego (UDT) na podstawie ww. ustawy regulującej kwestie Ewidencji Infrastruktury Paliw Alternatywnych, jest dostępna pod linkiem https://eipa.udt.gov.pl/ .

5. Porównanie wpływu na poszczególne sektory energetyczne – analiza porównawcza

W celu dokonania porównania potencjalnego wpływu kosztów ponoszonych na wsparcie sektora biometanu na poszczególne nośniki energii (paliwa ciekłe, energia elektryczna i gaz ziemny) przygotowano analizę porównawczą przyjmując następujące założenia:

- poziom konsumpcji (w tabeli 3) oraz średnie ceny paliw ciekłych (oleju napędowego oraz benzyn silnikowych) na podstawie danych zawartych w raporcie Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego (POPiHN) za rok 2023[2] wynoszą odpowiednio 6 610 zł/m^3 oraz 6 510 zł/m^3 brutto;
- poziom zużycia (w tabeli 3) oraz średnie ceny energii elektrycznej i gazu na podstawie danych zawartych w *Raporcie z działalności Prezesa URE za 2023 r.* [3]; średnia cena sprzedaży dla energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego – 895,46 zł/MWh oraz średnia, detaliczna cena płacona przez odbiorcę gazu ziemnego – 384,11 zł/MWh,
- ilość biometanu objęta wsparciem – 300 mln m^3, tj. maksymalna ilość biometanu planowana do objęcia wsparciem w ramach systemu aukcyjnego.

Tabela 3: Roczna konsumpcja nośników energii i prognozowany wpływ wsparcia na zmianę cen poszczególnych nośników energii.

	2023 r.	**wpływ na cenę [%]**
1. Roczna konsumpcja paliw ciekłych, w tym:		
- olej napędowy [mln m^3]	23,30	0,67
- benzyny silnikowe [mln m^3]	8,03	0,69
2. Roczna konsumpcja energii elektrycznej – ogółem [TWh]	142,17	1,32
3. Roczna konsumpcja gazu ziemnego [TWh]	165,00	1,75

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwo Klimatu i Środowiska na podstawie danych Prezesa URE i POPIHN[3].

Z powyższej analizy porównawczej wynika, iż koszty wsparcia dla biometanu będą miały najmniejszy wpływ na sektor transportu.

[2] https://popihn.pl/wp-content/uploads/2024/05/RAPORT-ZA-ROK-2023-1.pdf

[3] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/sprawozdania-z-dzialaln/2916,Sprawozdania-z-dzialalnosci-Prezesa-URE.html

Dodatkowe korzyści projektowanych regulacji dla biometanu w ujęciu poszczególnych sektorów gospodarki

Efektywne ekonomicznie oraz skuteczne przeprowadzenie procesu transformacji energetycznej jest jednym z najważniejszych czynników, który zadecyduje o możliwości zachowania konkurencyjności zarówno polskiej, jak i europejskiej gospodarki. W procesie tym kluczową rolę odgrywać mają odnawialne źródła energii, przy czym jednym z nośników takiej energii jest biometan, który stanowi niskoemisyjną alternatywę dla gazu ziemnego, a jego szerokie wykorzystanie niesie ze sobą szereg korzyści, które poniżej zostały szczegółowo scharakteryzowane.

1. **Poprawa bezpieczeństwa energetycznego kraju**

Malejąca produkcja energii pierwotnej ze szczególnym uwzględnieniem ropy naftowej i gazu zimnego na przestrzeni ostatnich lat powoduje, że w krajach UE mamy do czynienia ze zjawiskiem rosnącego uzależnienia od importu tych nośników energii. Poziom uzależnienia mierzony tzw. ***wskaźnikiem zależności energetycznej*** pokazuje, że gaz ziemny jest drugim (po ropie naftowej) nośnikiem energii o najwyższym stopniu uzależnienia, wynoszącym **w 2021 r. 82%.** Należy również zauważyć, że 15 państw członkowskich UE jest uzależnione od gazu ziemnego pochodzącego z importu w ilości wynoszącej ponad 90%.

Jeszcze w 2021 r. Federacja Rosyjska była głównym importerem gazu ziemnego dla UE z 33-procentowym udziałem (137 mld m^3) zużycia gazu ziemnego w UE w 2021 r. pochodzącym z tego państwa.

Udział rosyjskiego gazu rurociągowego w imporcie do UE spadł do około 8% w 2023 r.[1] Jeśli chodzi o gaz rurociągowy i skroplony gaz ziemny (LNG) łącznie, import z Rosji stanowił mniej niż 15% całkowitego importu gazu do UE. Spadek ten nastąpił głównie w związku ze znacznym wzrostem importu LNG oraz ogólnym zmniejszeniem zużycia gazu w UE. W efekcie w 2023 r. największymi dostawcami gazu do UE była Norwegia (30% całego importu gazu) oraz Stany Zjednoczone i w dalszej kolejności kraje Afryki Północnej, Wielka Brytania i Katar.

Zmiany w podejściu do bezpieczeństwa energetycznego na poziomie globalnym i regionalnym (unijnym), stanowiące odpowiedź na zmieniające się uwarunkowania, nie pozostają bez wpływu na działania podejmowane na szczeblu krajowym. Wśród krajowych uwarunkowań bezpieczeństwa energetycznego do najistotniejszych należą baza surowcowa, zapotrzebowanie na surowce energetyczne, stopień uzależnienia od ich importu, jak również zobowiązania w zakresie ochrony środowiska. To z kolei oddziałuje na przyjętą i realizowaną politykę energetyczną, w której biometan może pełnić istotną rolę w kolejnych latach, ponieważ 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.

Podsumowanie: *Przedstawione powyżej dane statystyczne obrazujące strukturę importu gazu ziemnego do UE potwierdzają, że pomimo zmiany kierunków zaopatrzenia krajów UE w gaz ziemny, niezmiennie utrzymuje się bardzo wysokie uzależnienie od importu „błękitnego paliwa" mające istotny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne kontynentu. Poprawie tej sytuacji, tj. zmniejszeniu zależności UE od zewnętrznych dostaw gazu, mają służyć inicjatywy z zakresu ograniczenia wykorzystania paliw gazowych w kolejnych latach oraz inwestycje w rozwój mocy produkcyjnych biometanu.*

2. **Wzrost dochodów Jednostek Samorządu Terytorialnego (JST) z tytułu podatków**

Instalacje biometanu rozlokowane na terenach poszczególnych gmin stanowią dodatkowe źródło dochodów dla budżetów samorządów lokalnych. Największą pozycję stanowi podatek od nieruchomości, którym opodatkowane są m.in. budowle (komory fermentacyjne, pomieszczenia i zbiorniki magazynowe oraz na poferment, instalacje uzdatniania biogazu, gazociągi, itp.) w maksymalnej stawce 2% od wartości budowli.

Dla referencyjnej jednostki produkcyjnej o wydajności ok. 2,2-2,4 mln m^3 biometanu rocznie, przyjmując wartość inwestycji w przedziale 33-40 mln zł oraz 35-proc. udział budowli, dochody gminy z tytułu podatku od nieruchomości od budowli należy szacować na poziomie ok. **230-280 tys. zł rocznie**.

Do podanej powyżej kwoty należy również doliczyć dochody z tytułu podatku od nieruchomości od gruntów (dla ww.

[1] https://www.consilium.europa.eu/pl/infographics/eu-gas-supply/

wielkości instalacji średnio ok. 2,5 ha powierzchni), gdzie wysokość podatku w 2026 r. dla 1 m^2 gruntu wykorzystywanego do prowadzenia działalności gospodarczej wynosi maksymalnie 1,45 zł – co daje **ok. 36 tys. zł rocznie** podatku.

Bazując na ww. danych dla referencyjnej instalacji oraz informacjach z rynku oszacowano poziom dochodów z tytułu podatku od nieruchomości dla instalacji wytwórczych o większych mocach. Przy obliczaniu należnego podatku wykorzystano stawki obowiązujące na podstawie obwieszczenia Ministra Finansów z dnia 1 sierpnia 2025 r. *w sprawie górnych granic stawek kwotowych podatków i opłat lokalnych na rok 2026* (M.P. poz. 726).

Do analizy poziomu dochodów z tytułu podatku od nieruchomości wykorzystano informacje pochodzące od operatorów sieci gazowych dotyczące ilości procedowanych wniosków o przyłączenie do sieci oraz deklaracji w zakresie ilości biometanu wprowadzanego do tych sieci. Na ich podstawie obliczono średnią moc instalacji wytwarzającej biometan wyrażoną w MWe, która oscyluje w okolicy 2,8 MW. Liczbę oraz moc poszczególnych instalacji wytwórczych biometanu przyłączanych do sieci w poszczególnych latach przyjęto na podstawie szacunków własnych.

Do analizy poziomu dochodów z tytułu podatku PIT (część JST) przyjęto zatrudnienie przez przedsiębiorców po 4 pracowników do bieżącej obsługi każdej instalacji biometanowej (zgodnie z pkt. 8 niniejszego załącznika) i wynagrodzenie na poziomie pensji minimalnej na 2025 r. w wysokości 4 666 zł brutto. Wysokość podatku PIT przyjęto zgodnie z obowiązującą ordynacją podatkową.

Tabela 4: Prognozowany poziom dochodów JST w latach 2026-2036, z uwzględnieniem mocy przyłączanych instalacji do wytwarzania biometanu oraz podatku PIT i CIT.

	2026	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**
1. Liczba zakładów wytwarzających biometan – ogółem [szt.]											
Liczba funkcjonujących w danym roku instalacji	0	7	17	28	39	53	53	53	53	53	53
2. Moc instalacji biometanu – [MWe]											
Średnia moc instalacji	0	2,28	2,69	2,85	2,65	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
3. Szacowany poziom dochodów JST z tytułu podatku PIT [mln zł/rok]											
Dochody JST	0,00	0,01	0,03	0,05	0,07	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
4. Szacowany poziom dochodów JST z tytułu podatku od nieruchomości [mln zł/rok]											
Dochody JST	0,00	2,78	7,36	12,60	17,86	24,46	24,46	24,46	24,46	24,46	24,46
5. Szacowany poziom dochodów JST z tytułu podatku CIT [mln zł/rok]											
Dochody JST	0,00	0,72	1,40	1,76	1,81	2,17	7,85	7,85	7,85	7,85	7,85
6. Szacowany poziom dochodów JST ogółem [mln zł/rok]											
Dochody JST	0,00	3,52	8,79	14,41	19,73	26,73	32,42	32,42	32,42	32,42	32,42

Źródło: Opracowanie własne Ministerstwo Klimatu i Środowiska na podstawie danych dotyczących wymiaru podatków lokalnych oraz informacji pochodzących od operatorów sieci gazowej w zakresie struktury wniosków składanych o przyłączenie do sieci.

Warto również zwrócić uwagę, że proces wytwarzania biometanu nie odbywa się w instalacjach bezobsługowych, do budżetu lokalnego samorządu wpływa również część podatków od osób fizycznych, zatrudnionych lokalnie w samej biogazowni, a także podatek rolny, jeżeli biogazownia wykorzystywana jest wyłącznie w ramach prowadzonej działalności rolniczej. Kwoty te nie zostały uwzględnione w powyższym zestawieniu. Zgodnie z zasadami określonymi w ustawie z dnia 1 października 2024 r. o dochodach jednostek samorządu terytorialnego (Dz.U. poz. 1572, z późn. zm.) gminy mają udział w podatku dochodowym od osób prawnych (CIT) oraz osób fizycznych (PIT).

Ponadto rozwój instalacji biometanu na terenach wiejskich wiąże się z zapewnieniem większej przejrzystości dokonywanych transakcji z racji konieczności zapewnienia dokumentów finansowych na dostawy surowców pochodzących z gospodarstw rolnych.

Podsumowanie: *Powstanie instalacji do wytwarzania biometanu daje gwarancję stabilnych wpływów do budżetu samorządu lokalnego z tytułu podatków w perspektywie co najmniej dwóch dekad.*

3. Realizacja celów OZE w sektorze transportu

Jednym z głównych wyzwań w zakresie transformacji energetycznej pozostaje dekarbonizacja sektora transportu, który zgodnie z danymi *Międzynarodowej Agencji Energii* jest odpowiedzialny za ponad 1/3 globalnych emisji CO_2[2]. W najbliższych latach transport czekają kluczowe zmiany wynikające m.in. z objęcia sektora systemem handlu emisjami ETS oraz ze stawianych przed nim ambitnych celów redukcji emisji wynikających z nowelizacji dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. *w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych* (dalej: REDII).

Biometan w sektorze transportu pełnić będzie rolę dwojaką. Przede wszystkim będzie (1) poszukiwanym źródłem paliwa ze strony użytkowników pojazdów, w tym szczególnie firm transportowych, oraz (2) surowcem do produkcji paliw poszukiwanym przez wytwórców i importerów paliw transportowych.

Jeżeli chodzi o sektor paliwowy, biometan wytworzony z surowców wskazanych w zał. IX cz. A dyrektywy REDII umożliwia spełnienie wymogów w zakresie minimalnego udziału tzw. *advanced biofuels*, który w 2030 r. powinien wynieść 3,5% całkowitego zużycia energii w transporcie. Mając na uwadze ograniczony dostęp do surowców umożliwiających wytwarzanie biokomponentów, to właśnie zastosowanie biometanu w sektorze transportu 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 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 bioCNG lub bioLNG. 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 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 w kraju mogą korzystać z tego rozwiązania, a łączne zapotrzebowanie w tym obszarze szacuje się na poziomie 600- 700 mln m^3 rocznie.

Natomiast w przypadku branży transportowej biometan pozwala na redukcję emisji dzięki zastosowaniu go jako paliwo do napędu pojazdów mechanicznych. Bio-LNG dzięki ponad 600 razy większej gęstości niż jego gazowy odpowiednik, bio-LNG pozwala na osiągnięcie imponujących zasięgów (dla ciężkich pojazdów) porównywalnych nawet z napędem diesla i to wszystko przy zachowaniu standardowej wielkości zbiornika paliwowego.

Ponadto, dzięki możliwości wykazania ujemnej emisyjności biometanu (np. po zastosowaniu obornika jako surowca do jego wytworzenia), może wystarczyć jedynie 80-procentowy udział bio-LNG w miksie paliwowym danego pojazdu ciężkiego, żeby był on neutralny klimatycznie. Podobnie jest w przypadku statków, dla których wykorzystanie zaledwie 20% bio-LNG pozwala na redukcję emisji CO_2 o ponad 30% w porównaniu do jednostek zasilanych w całości olejem napędowym. Bio-LNG eliminuje również 95% innych zanieczyszczeń powietrza wynikających z żeglugi (takich jak np.

[2] https://www.iea.org/energy-system/transport.

NOx, SOx, PM2.5, PM10), dodatkowo wspierając realizację pozostałych celów środowiskowych IMO[3].

Podsumowanie: *Rozwój sektora biometanu bezpośrednio wpływa na możliwość realizacji obowiązku NCW w sektorze transportu, w tym w zakresie minimalnego udziału tzw. advanced biofuels. Natomiast zastosowanie Bio-LNG jako substytutu LNG ułatwi krajowym przewoźnikom utrzymanie konkurencyjnej pozycji na coraz bardziej wymagającym europejskim rynku usług transportowych.*

4. Wzmocnienie krajowego sektora rolnego – gwarancja utrzymania dodatniego bilansu handlowego

W ramach Europejskiego Zielonego Ładu mowa jest o strategii „od pola do stołu" (*from farm to fork*)[4] oraz o unijnej strategii na rzecz bioróżnorodności[5]. Wdrażana polityka dotycząca zrównoważonego gospodarowania zasobami naturalnymi, przeciwdziałania zmianom klimatu, oznacza, że unijny rynek w kolejnych latach będzie dla polskich rolników oraz przetwórców żywności coraz bardziej wymagający. Zmiany w podejściu do procesu wytwórczego oraz w zakresie preferencji żywieniowych mieszkańców UE, są dla wytwórców i przetwórców sektora rolno-spożywczego kluczowe, ponieważ około 40%. produkowanej w Polsce żywności trafia na eksport[6], z czego 2/3[7] do krajów Unii Europejskiej.

Zgodnie z raportem „*Wyniki eksportu produktów rolno-spożywczych z Polski w 2023 r.*" opracowanym przez Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa (KOWR), w 2023 r. odnotowano po raz kolejny wzrost wpływów uzyskanych z eksportu krajowych produktów rolno-spożywczych. Wartość eksportu ogółem towarów rolno-spożywczych z Polski w 2023 r. **osiągnęła rekordowe 51,8 mld EUR (236 mld zł)** oraz jest o 8,1% wyższa rok do roku. Jednocześnie udział eksportu rolno-spożywczego w wartości całego krajowego eksportu zwiększył się z 13,8% w 2022 r. do 14,7% w roku 2023[8].

Tabela 5. Udział produktów rolno-spożywczych w wartości polskiego eksportu zagranicznego ogółem

	2012	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Wartość eksportu ogółem (mld EUR)	143	155	166	180	185	207	224	238	240	288	346	351
Wartość eksportu rolno-spożywczego ogółem (mld EUR)	17,9	20,4	21,9	23,9	24,3	27,8	29,7	31,8	34,3	37,6	47,9	51,8
Udział produktów rolno-spożywczych w eksporcie ogółem (w %)	**12,5**	**13,2**	**13,2**	**13,3**	**13,2**	**13,5**	**13,3**	**13,3**	**14,3**	**13,1**	**13,8**	**14,7**

Źródło: Biuro Analiz i Strategii KOWR na podstawie danych GUS i Ministerstwa Finansów, 2023 r. – dane wstępne.

Podejmując się analizy udziału produktów rolno–spożywczych w ogólnej wartości krajowego eksportu należy zwrócić szczególną uwagę na strukturę towarową oraz geograficzną krajowego eksportu – ponieważ kwestia ta będzie miała wpływ na tempo oraz zakres zmian w sektorze rolno–spożywczym w kolejnych latach.

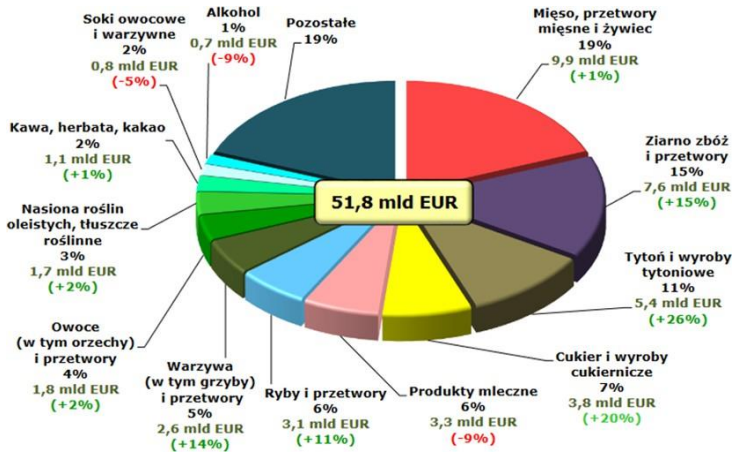
Głównym odbiorcą polskiego eksportu żywności są kraje Europy Zachodniej. Podobnie jak w latach poprzednich w 2023 r. produkty rolno-spożywcze były eksportowane z Polski przede wszystkim na rynki krajów Unii Europejskiej osiągając 73-procentowy udział w całości eksportu. W wartościach bezwzględnych sprzedaż produktów rolno-spożywczych do UE wygenerowała 38 mld EUR (173 mld zł), co oznaczało wzrost wartości o 7% w odniesieniu do 2022 r.

Jeżeli natomiast chodzi o strukturę towarową polskiego eksportu produktów rolno-spożywczych dominującą pozycję zajmują: mięso, przetwory mięsne oraz żywiec. W 2023 r. przychody uzyskane ze sprzedaży zagranicznej

[3] https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2020/11/BioLNG-in-Transport_Making-Climate-Neutrality-a-Reality.pdf
[4] https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/from-farm-to-fork/
[5] https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/biodiversity/
[6] https://businessinsider.com.pl/finanse/handel/produkcja-zywnosci-w-polsce-import-i-eksport-zywnosci-wplyw-pandemii-raport/sy9ppkf
[7] https://www.accenture.com/content/dam/accenture/final/a-com-migration/manual/r3/pdf/pdf-158/Accenture-Sustainable-Food-Poland.pdf
[8] https://www.gov.pl/web/kowr/wyniki-eksportu-produktow-rolno-spozywczych-z-polski-w-2023-r

wymienionej grupy towarowej były o 1% wyższe niż rok wcześniej i wyniosły 9,9 mld EUR, stanowiąc 19% wartości całego polskiego eksportu produktów rolno-spożywczych. Szczegóły struktury towarowej eksportu prezentuje poniższy wykres:

Wykres 1: Struktura towarowa polskiego eksportu rolno-spożywczego w 2023 r.



Źródło: Opracowanie Biura Analiz i Strategii KOWR na podstawie wstępnych danych Ministerstwa Finansów.

Największy udział w wartości krajowego eksportu mięsa, przetworów mięsnych i żywca miały: mięso drobiowe (41,5% – 4,1 mld EUR), przetwory mięsne (25% – 2,5 mld EUR), mięso wołowe (22% – 2,2 mld EUR) oraz mięso wieprzowe (8% – 824 mln EUR). Wysoką pozycję pod względem wartości z 6% udziałem w eksporcie produktów rolno-spożywczych zajmują produkty mleczne, których łączna sprzedaż, w porównaniu do 2022 r., zmalała o 9%, do 3,3 mld EUR.

Należy mieć na uwadze, że wytworzenie każdego rodzaju produktu spożywczego wiąże się z określoną emisją gazów cieplarnianych, pozostawiając po sobie tzw. ślad węglowy (*carbon foot print*). Wskaźnik emisyjności pokazuje zatem, jakie obciążenie dla środowiska stanowią poszczególne rodzaje żywności.

Ślad węglowy żywności sprowadza się w sumie do jego czterech składników:

- hodowla zwierząt (m.in. emisja metanu przez bydło, zastępowanie lasów pastwiskami i polami uprawnymi na produkcję paszy, połów ryb, itp.),
- produkcja roślinna (m.in. produkcja paszy dla zwierząt oraz żywność roślinna dla ludzi),
- sposób wykorzystania danego terenu oraz poziom uprzemysłowienia produkcji rolnej,
- łańcuch dostaw (m.in. transport, przetwórstwo, przechowywanie, dystrybucja, produkcja opakowań, itp.).

Produkcja żywności odpowiada aż za 26% łącznej emisji gazów cieplarnianych[9] emitowanych do atmosfery, zaś działania związane z hodowlą zwierząt powodują w sumie ok. 18%[10] całkowitych emisji gazów cieplarnianych, za jakie odpowiada obecnie nasza cywilizacja.

Organizacja Narodów Zjednoczonych do spraw Wyżywienia i Rolnictwa (UN Food and Agriculture Organization) w raporcie „Długi cień hodowli zwierząt" (*Livestock long shadow*)[11] szacuje, że sama hodowla zwierząt odpowiada za ok. 9% światowych emisji dwutlenku węgla oraz ok. 35-40% emisji antropogenicznych metanu. Jednym z kluczowych czynników wpływającym na wzrost emisji (i drugim po wylesianiu) jest produkcja pasz z użyciem nawozów sztucznych, których wytwarzanie jest niezwykle energochłonnym procesem. Związane z tym emisje CO_2 oscylują wokół 40 mln ton rocznie. Oprócz nawozów sztucznych w hodowli zwierzęcej oraz produkcji roślinnej używa się dodatkowo maszyny rolnicze, instalacje nawadniające oraz grzewcze (suszące), itd. - co z kolei wiąże się z emisją kolejnych 90 mln ton CO_2

[9] https://ourworldindata.org/environmental-impacts-of-food
[10] https://ourworldindata.org/food-ghg-emissions
[11] https://www.fao.org/4/a0701e/a0701e00.htm

rocznie.

Zgodnie z raportem firmy doradczej Accenture „Zrównoważona żywność w Polsce”[12], 61% respondentów zwraca uwagę, iż wpływ wytworzenia produktu spożywczego na środowisko staje się jednym z kluczowych czynników wyboru dostawcy produktów spożywczych. Ponadto 56% respondentów tego samego raportu uważa, że lepsze oznakowanie produktów ekologicznych zachęciłoby ich do kupna. Biometan stanowi atrakcyjny substytut gazu ziemnego dzięki swojej niskoemisyjności, która zależy przede wszystkim od rodzaju użytego substratu do jego produkcji i jest znacznie niższa niż emisyjność „błękitnego paliwa”, którego emisyjność wynosi ok. 67 CO_2e/MJ. Warto zaznaczyć, iż produkcja biometanu z odpadów i pozostałości po produkcji rolniczej (w tym z gnojowicy i obornika), odpadów komunalnych oraz osadów ściekowych pozwala na największą redukcję emisji. Są to zarazem surowce, w których dostrzega się największy potencjał rozwojowy w kraju w najbliższych latach i jednocześnie te surowce, których zastosowanie w produkcji biometanu pozwoli sektorowi przetwórstwa rolno-spożywczego (przemysł mięsny i mleczarstwo) zachować swoją konkurencyjność na wymagających rynkach Europy Zachodniej.

Rozwój produkcji biometanu (oraz szeroko rozumianego sektora biogazowego) wykorzystującego ww. surowce jest zatem niezwykle istotny nie tylko z punktu widzenia procesów dekarbonizacji, ale również zapewnienia funkcjonowania krajowego sektora rolnego w jego obecnym kształcie w kolejnych latach.

Podsumowanie: *Krajowe rolnictwo, w tym eksport produktów rolno–spożywczych, stanowi istotną część gospodarki. W kontekście zachodzących zmian, w tym podejścia konsumentów do kwestii produkcji żywności konieczna będzie transformacja, umożliwiająca sprostanie wyzwaniom środowiskowym jakie są stawiane przed tym sektorem. Przede wszystkim utrzymanie wysokiej konkurencyjności krajowego eksportu żywności będzie wymagało znaczących redukcji śladu węglowego – w tym zakresie rozwój sektora biogazu oraz biometanu daje ogromne możliwości i jest nieodzownym elementem przyszłości krajowego rolnictwa.*

5. Zastąpienie nawozów mineralnych produktem pofermentacyjnym

Nawozy są stosowane na około 134 milionach hektarów gruntów rolnych w UE, co odpowiada 75% całkowitej ilości gruntów rolnych[13]. Główne zastosowania to produkcja pszenicy i zbóż takich jak kukurydza, sorgo, soja (odpowiednio 26% i 25% nawożonych gruntów nawożonych)[14].

Zapotrzebowanie na nawozy mineralne w Europie systematycznie wzrasta. Najszybszy wzrost zużycia nawozów mineralnych w ostatnich latach widoczny był w Bułgarii i na Węgrzech. Ponadto kraje, które są największymi producentami rolnymi i mają największe użytki rolne, zwykle wykorzystują najwięcej nawozów mineralnych w produkcji rolnej. W 2020 r. sektory rolne we Francji, Niemczech, Polsce i Hiszpanii zużyły od 1,0 do 2,1 mln ton nawozów azotowych i od 0,1 do 0,2 mln ton nawozów fosforowych. W latach 2010-2020 stosowanie nawozów azotowych w rolnictwie wzrosło w większości państw członkowskich, przy czym największy wzrost odnotowano w Bułgarii (+83,0%), na Węgrzech (+57,5%) i w Rumunii (+53,4%). Podobnie większość państw członkowskich odnotowała wzrost stosowania nawozów fosforowych, przy czym największy wzrost odnotowano na Węgrzech (+142,2%), w Bułgarii (+102,1%) i na Łotwie (+99,4%)[15].

Zastosowanie produktu pofermentacyjnego jako środka poprawiającego właściwości gleby wpływa na zmniejszenie potrzeby wykorzystania nawozów mineralnych, ograniczając negatywne konsekwencje rozwoju tego sektora. Zagospodarowanie odchodów zwierzęcych w ilości odpowiadającej potencjałowi inwestycyjnemu biometanu pozwoliłoby ograniczyć emisję gazów cieplarnianych z rolnictwa o blisko 2 mln t CO_2eq/rok, co stanowi 5% emisji z rolnictwa[16]. Gdyby możliwe stało się przetworzenie odchodów zwierzęcych w instalacjach odpowiadających potencjałowi wdrożeniowemu biometanu, osiągnięta redukcja gazów cieplarnianych wyniosłaby 3 mln t CO_2eq/rok, co

[12] https://www.accenture.com/content/dam/accenture/final/a-com-migration/manual/r3/pdf/pdf-158/Accenture-Sustainable-Food-Poland.pdf

[13] *Fertilisers Europe, Forecast of food, farming and fertiliser use in the European Union 2021-2031, 2022. ttps://www.fertiliser-seurope.com/wp-content/uploads/2021/12/Forecast-2021-31-Studio-final-web.pdf*

[14] *Fertilisers Europe, Fertiliser Industry Facts & Figures 2022, 2022, https://www.fertiliserseurope.com/wp-content/up-%20loads/2022/09/Industry-Facts-and-Figures-2022.pdf*

[15] *"Mineral fertiliser consumption remained high in 2020" https://ec.europa.eu/eurostat/en/web/products-eurostat-news/-/ddn-20220628-1*

[16] https://www.gov.pl/web/rolnictwo/emisje-gazow-cieplarnianych-ghg-z-rolnictwa

odpowiadałoby 9% emisji z rolnictwa.

Wreszcie 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.

Podsumowanie: *Produkt pofermentacyjny jest nieodzownym elementem produkcji biometanu a jego zastosowanie nawozowe pozwala na zmniejszenie emisji w rolnictwie oraz poprawę warunków glebowych i jednocześnie zmniejsza zapotrzebowanie na nawozy mineralne i związane z tym zapotrzebowanie na gaz ziemny, stosowany do ich produkcji.*

6. Ograniczenie kosztów gospodarki komunalnej w gminach, gospodarka o obiegu zamkniętym

Polska jest wciąż krajem o jednej z najniższych średnich w zakresie ilości odpadów komunalnych przypadających na mieszkańca (355 kg w 2022 r.[17], przy średniej UE ok. 530 kg). Zebrane odpady komunalne w 2022 r. skierowane zostały do następujących procesów:

- odzysk – 8 199,1 tys. ton (61,1%), w tym:
  - recykling – 3 585,4 tys. ton (26,7%),
  - biologiczne procesy przetwarzania (kompostowanie lub fermentacja) – 1 899,5 tys. ton (14,2%),
  - przekształcenie termiczne z odzyskiem energii – 2 714,1 tys. ton (20,2%),
  - unieszkodliwienie – 5 221,2 tys. ton (38,9%), w tym:
    - przez przekształcenie termiczne bez odzysku energii – 113,0 tys. ton (0,8%),
    - przez składowanie – 5 108,2 tys. ton (38,1%).

Przedstawione powyżej dane potwierdzają niewielkie wykorzystanie odpadów komunalnych w procesach fermentacji. Natomiast ostatnie lata potwierdziły, iż gospodarka odpadami jest sektorem szczególnie wrażliwym na wzrost kosztów. Zgodnie z analizami UOKiK[18] wzrost opłat ponoszonych przez mieszkańców, który rozpoczął się w 2017 r. jest wynikiem **wzrostu ilości zbieranych odpadów w gminach,** przy czym wielkość oraz struktura strumienia odpadów komunalnych ma kluczowe znaczenie dla wielkości kosztów przypadających na mieszkańca gminy.

Struktura selektywnie zebranych odpadów komunalnych zmieniła się na przestrzeni lat. Dominujące w 2010 r. frakcje odpadów takie jak papier i tektura, szkło oraz tworzywa sztuczne (łącznie 59% selektywnie zebranych odpadów) stanowią obecnie 35% ogółu. **Aktualnie największy udział mają odpady biodegradowalne (36% w 2022 r.)** oraz pozostałe frakcje (17% w 2022 r.), do których należą przede wszystkim zmieszane odpady opakowaniowe (11% odpadów zebranych selektywnie), opakowania wielomateriałowe, zużyty sprzęt elektryczny i elektroniczny, odpady niebezpieczne oraz odzież i tekstylia.

W 2022 r. ilość odebranych lub zebranych selektywnie odpadów dla Polski wyniosła 142 kg na mieszkańca, **w tym odpadów biodegradowalnych – 51 kg na mieszkańca (49 kg w 2021 r.).**

Odpowiedzią na wyzwania tego sektora, pozwalającą na bardziej efektywne pod względem ekonomicznym zarządzanie gospodarką komunalną w gminach, **jest wykorzystanie odpadów biodegradowalnych do produkcji biogazu, w tym biometanu.** Doświadczenia szwedzkie i duńskie pokazują, że biogazownie pozytywnie wpływają 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.

Produkcja biometanu z odpadów organicznych (biodegradowalnych) zapewnia rozwój usług w zakresie przetwarzania odpadów, jak również wytwarzania energii, co może poprawić ogólną ekonomikę działalności zakładów komunalnych oraz obniżenie kosztów przetwarzania dla producentów odpadów. Fermentacja beztlenowa stanowi efektywną opcję przetwarzania odpadów, takich jak ścieki przemysłowe lub osady ściekowe. Co ważne, stanowi element rozwoju tzw.

[17] https://stat.gov.pl/download/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5484/1/24/1/ochrona_srodowiska_2023.pdf
[18] Raport UOKiK – odpady w gminach miejskich: https://www.uokik.gov.pl/aktualnosci.php?news_id=15715

gospodarki obiegu zamkniętego, czyli modelu produkcji i konsumpcji, polegającego na dzieleniu się, pożyczaniu, ponownym użyciu, naprawie, odnawianiu i recyklingu istniejących materiałów i produktów tak długo, jak to możliwe, co skutkuje ograniczeniem odpadów do minimum.

Podsumowanie: *wykorzystanie odpadów biodegradowalnych w instalacjach biogazowych stanowi najbardziej efektywną metodę ich unieszkodliwiania, która przy właściwej eksploatacji nie powoduje znaczących oddziaływań na środowisko. Ponadto może mieć istotny wpływ na koszty gospodarki komunalnej obniżając rachunki mieszkańców z tego tytułu.*

7. Local content oraz rozwój krajowych branż

Znaczna część inwestorów wstrzymuje obecnie swoje inwestycje z powodu braku rentowności produkcji oraz braku możliwości zapewnienia stałego odbioru, gwarantowanego w dłuższej perspektywie czasu.

Uruchomienie systemu aukcyjnego dla biometanu, który umożliwi szybką budowę wielu instalacji wytwarzania i oczyszczania biogazu stanowić będzie 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. Dodatkowo pojawia się konieczność zaangażowania wykwalifikowanych firm zajmujących się montażem instalacji oraz urządzeń wchodzących w skład biogazowni i urządzeń uzdatniających biogaz do jakości biometanu. Wybudowanie zbiorników fermentacyjnych oraz zbiornika przeznaczonego na magazynowania produktu pofermentacyjnego pochłania średnio ok. 1,4 tys. m^3 betonu oraz 60-70 ton stali a także inne materiały budowlane oraz izolacyjne, kruszywo, kostkę brukową oraz wiele innych.

Podsumowanie*: budowa instalacji wytwarzania biometanu wiąże się z rozwojem lokalnych przedsiębiorstw z branży budowlanej oraz rozwojem nowych kierunków związanych z automatyką, urządzeniami pomiarowymi jak również specjalistycznym osprzętem wykorzystywanym w instalacjach.*

8. Dodatkowe miejsca pracy (*green jobs*)

Zgodnie z doświadczeniami sektora biometanu funkcjonującego w poszczególnych krajach UE pojedyncza instalacja biometanu generuje średnio 3-4 miejsca pracy bezpośrednio, tj. lokalnie, które związane są z codzienną obsługą i konserwacją instalacji.

Dane w tym zakresie potwierdza szereg opracowań w tym m.in.:

1. „*Biogas and Biomethane in Europe: Lessons from Denmark*", Germany and Italy, IFRI, 2019.
2. „*Study of the impact of the biogas sector on employment in France from 2018 to 2030*", July 2019 Renewable Gas French Panorama.
3. „*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). Konieczność zapewnienia obsługi z zewnątrz oraz płynności dostaw również wpływa na lokalne zatrudnienie.

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. Produkcja biometanu może służyć do stymulowania tworzenia miejsc pracy w całym łańcuchu produkcyjnym przede wszystkim na terenach wiejskich. Bezpośrednie miejsca pracy powstają przy planowaniu i budowie instalacji jak również przy eksploatacji i konserwacji zakładów, a pośrednie miejsca pracy obejmują miejsca tworzone w ramach łańcucha produkcyjnego, np. w operacjach logistycznych (gromadzenie surowców i odpadów pofermentacyjnych, przechowywanie, wstępne przetwarzanie i transport) oraz działalności rolniczej (uprawa i rozprowadzanie odpadów pofermentacyjnych).

Podsumowanie: *Miejsca pracy w sektorze biometanu mają charakter lokalny oraz stały oraz utrzymywane są przez pełen okres eksploatacji zakładu (tylko część z nich ogranicza się jedynie do etapu budowy). Zgodnie z szacunkami przygotowanymi przez European Biogas Association w raporcie „Beyond energy – monetising biomethane's whole-*

system benefits"[19] *europejski przemysł biometanowy mógłby przyczynić się do stworzenia 280 000 - 490 000 miejsc pracy w 2030 roku i do 1 130 000 - 1 810 000 miejsc pracy w 2050 roku.*

9. Umożliwienie realizacji celów klimatycznych - zazielenianie sieci gazowej

Aby przerwać zależność w zakresie dostaw surowców energetycznych od z Federacji Rosyjskiej KE zaproponowała plan **REPowerEU**, opublikowany w maju 2022 r., który ma na celu dywersyfikację źródeł energii, jej oszczędność i przyspieszenie realizacji projektów związanych z energią odnawialną. Plan obejmuje m.in. cel dla biometanu w wysokości ok. 35 mld m^3/rok, który należy osiągnąć do 2030 roku, przyczyniając się zarówno do łagodzenia zmian klimatu i bezpieczeństwa energetycznego. Trwająca rewizja zasad udzielania zezwoleń i autoryzacji projektów odnawialnych, zapoczątkowany przez inicjatywę REPowerEU, może przyczynić się do przyspieszenia procedur i większej przejrzystości dla deweloperów.

Zakończone prace nad kolejną nowelizacją dyrektywy w sprawie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych (obecnie: **RED III**) wprowadziły m.in.:

- zwiększenie docelowego udziału odnawialnych źródeł energii w końcowym zużyciu energii w 2030 roku z 32% do 42,5% + 2,5% celu indykatywnego,
- zwiększenie celu w sektorze transportu z 14%do 29%,
- cel w zakresie udziału wodoru w przemyśle w oparciu o indykatywny wzrost udziału OZE o 1,6%,
- cel indykatywny w zakresie udziału OZE w ciepłownictwie na poziomie 0,8% średniego, corocznego wzrostu w okresie 2021-2025 oraz co najmniej 1,2% w latach 2026-2030.

10. Korzyści środowiskowe

10.1. Poprawa jakości stanu gleby

Poprzez niewłaściwe nawożenie nawozami syntetycznymi istnieje ryzyko przenawożenia gleby (czyli nadmiernej kumulacji soli mineralnych), co negatywnie wpływa na samą glebę oraz organizmy, które w niej żyją. Przenawożenie nawozami azotowymi jest też jednym z czynników powodujących zakwaszanie gleb, co jest dużym problemem m.in. w Polsce, gdzie ponad połowa gruntów ornych ma odczyn kwaśny lub bardzo kwaśny.

Jest to o tyle istotne, że pH gleby należy dostosować do wymagań konkretnych roślin, aby mogły one efektywnie pobierać składniki odżywcze[20].

Poferment jest 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.

Podsumowanie: *Zastosowanie odpadów pofermentacyjnych oraz praktyk rolniczych takich jak rolnictwo precyzyjne, w połączeniu z uprawą sekwencyjną może prowadzić do poprawy stanu gleby, w tym zawartości węgla organicznego i materii organicznej, retencji wody i zmniejszenia erozji gleby.*

10.2. Poprawa jakości wody

Nawóz syntetyczny dostaje się w głąb gleby a wraz z nim składniki pokarmowe, które mogą bezpośrednio trafić do wód gruntowych oraz poprzez spływ do wód powierzchniowych co może doprowadzić do skażenia zbiorników i cieków

[19] *„Beyond energy – monitoring biomethane's whole-system benefits „ https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2023/02/20230213_Guidehouse_EBA_Report.pdf*
[20] *Źródło: „Z pól do morza – nawozy a środowisko i klimat", https://naukaoklimacie.pl/aktualnosci/z-pol-do-morza-nawozy-a-srodowisko-i-klimat/*

wodnych, eutrofizacji (zwiększając żyzność wód) oraz śmierć organizmów wodnych. Gdy strumienie odpadów organicznych, takich jak odpady zwierzęce lub bioodpady, są przetwarzane w biogazowniach zamiast rozrzucania na ziemi lub usuwania na składowiska, unika się lokalnego skażenia wody i ryzyka eutrofizacji lokalnych cieków wodnych. Eliminacja patogenów w wyniku procesów higienizacji zmniejsza ładunek biogenów wymywanych z pól i transportowanych rzekami zlewni Morza Bałtyckiego.

Podsumowanie: *zastosowanie pofermentu zmniejsza ryzyko eutrofizacji wód oraz zanieczyszczenia wód gruntowych związkami azotu i fosforu, tak jak to może mieć miejsce przy bezpośrednim zastosowaniu obornika czy gnojowicy*[21]

10.3. Ograniczenie emisji metanu do atmosfery

Metan (CH_4) 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.

Ze względu na sposób ograniczania emisji gazów cieplarnianych do atmosfery warto wyróżnić **emisje uniknięte**, czyli ilość emisji, jaka mogłaby zostać wprowadzona do powietrza, natomiast na skutek zastosowania biometanu nie została wprowadzona do powietrza oraz **ograniczenie emisji** poprzez redukcję wprowadzania bezpośrednio lub pośrednio do środowiska gazów cieplarnianych lub innych substancji przy pomocy alternatywnych działań i środków technicznych, tj. zastosowania biometanu[22].

10.4. Bezpośrednie ograniczenie emisji

Biometan zastępując wykorzystywanie paliw kopalnych we wszystkich sektorach energii: transporcie, ogrzewaniu oraz produkcji energii elektrycznej, przynosi już obecnie znaczącą redukcję emisji gazów cieplarnianych. Gaz ziemny jest głównym surowcem i źródłem energii do produkcji nawozów syntetycznych. Ostatnie podwyżki cen gazu ziemnego w Europie spowodowały znaczne ograniczenie produkcji nawozów syntetycznych, co obniżyło globalną podaż, podczas gdy popyt nadal wzrastał.

W 2021 roku zaoszczędzono średnio 0,6 mld m^3 zużycia gazu ziemnego, a ok. 1,1 i 5,9 mld m^3 zużycia gazu ziemnego będzie można zaoszczędzić odpowiednio do roku 2030 i 2050[23].

10.5. Zmniejszenie uciążliwości hałasowych

Wykorzystanie biometanu w transporcie zmniejszyłoby zanieczyszczenie hałasem związane z ruchem drogowym, ponieważ pojazdy opalane gazem są znacznie cichsze w porównaniu z pojazdami zasilanymi konwencjonalnie. Hałas komunikacyjny ma duży wpływ na zdrowie ludzkie, wywołuje utrudnienia snu, a także stany nerwicowe. Biometan eliminuje nie tylko emisję zanieczyszczeń do powietrza, ale również generuje znacznie mniejsze ilości hałasu. W przypadku wdrożenia biometanu jako paliwa silnikowego poziom hałasu może być ograniczony aż do 50% w porównaniu z eksploatacją tradycyjnych paliw[24].

10.6. Zmniejszenie uciążliwości odorowych

Stosowanie pofermentu pozwala na likwidację odorów związanych z procesami składowania, stosowania gnojowicy na polach oraz zapewnia efektywniejsze utrzymanie wilgoci w glebie i późniejsze jej nawanianie, co w obecnej sytuacji

[21] *Źródło: „Korzyści ekologiczne ze stosowania pofermentu z biogazowni rolniczych jako nawozu organicznego" https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjmjcPGrLX-AhUbgv0HHXCdDfYQFnoECBgQAQ&url=http%3A%2F%2Fkosmos.icm.edu.pl%2FPDF%2F2016%2F601.pdf&usg=AOvVaw0GgdxP8BospOt6XsHTxPrD*

[22] *Źródło: Ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz.U. 2009 nr 130 poz. 1070, tj. Dz.U. 2022 poz. 673), https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20091301070*

[23] *Źródło: European Biogas Association (EBA) Statistical Report 2022, https://www.europeanbiogas.eu/__trashed-3/*

[24] *Źródło: „Wykorzystanie biometanu jako paliwa w transporcie samochodowym efektywnym sposobem ograniczenia emisji zanieczyszczeń do powietrza", https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiC2PCYs7P-AhVRq4sKHSb0D74QFnoECA8QAQ&url=https%3A%2F%2Fbibliotekanauki.pl%2Farticles%2F271402.pdf&usg=AOvVaw322goHd-TFwzM_g0FZkYGN*

hydrologicznej w kraju ma istotne znaczenie. Ponadto, rozwój sektora biogazu/biometanu wpłynie znacząco na ograniczenie emisji odorów z ferm trzody chlewnej, drobiu czy zwierząt futerkowych, zakładów przetwórstwa mięsa, ryb i innych obiektów uciążliwych dla sąsiedztwa.

Podsumowanie: *prawidłowo zaprojektowane i funkcjonujące instalacje do wytwarzanie biometanu zagospodarowując odpady będą znacząco wpływać na poprawę warunków życiowych społeczności lokalnych, szczególnie tych, które sąsiadują aktualnie z uciążliwymi zakładami.*

Załącznik nr 3 do OSR projektu UD332 – Szczegółowy opis zadań oraz pracochłonności dla etatów URE

Etat naczelnika	**liczba godzin rocznie**
Nadzór, koordynacja i weryfikacja procesu rozpatrywania wniosków o dopuszczenie do udziału w aukcji, weryfikacja przygotowanych pism w ramach postępowań (50 wniosków, 100 wezwań do uzupełnienia wniosków, 50 zaświadczeń albo rozstrzygnięć negatywnych)	400
Nadzór nad dostosowaniem dedykowanego systemu teleinformatycznego Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA) – - opisanie zakresu zmian niezbędnych do wprowadzenia w IPA, - zlecenie i weryfikacja wyceny rozwoju systemu, w tym wielogodzinne spotkania z wykonawcą zmian w systemie - opracowanie we współpracy z dostawcą usługi projektu funkcjonalno – użytkowego, - przeprowadzenie prób i testów dostarczonego produktu, - ostateczny odbiór i wdrożenie zmian w systemie, oraz nadzór nad prawidłowym funkcjonowaniem systemu, stały kontakt z wykonawcą systemu, obsługa zleceń usług utrzymania, nadzór nad zespołem testującym IPA - zadania realizowane w sposób ciągły	500, w tym 200 cyklicznie co rok
Nadzór nad przygotowaniem, przeprowadzaniem i rozstrzyganiem aukcji biometanu (przygotowanie i uzgodnienie regulaminu aukcji, harmonogramu oraz ogłoszeń, wprowadzenie parametrów aukcji do systemu IPA, sprawdzenie systemu – przeprowadzenie aukcji technicznych (testowych), czuwanie na prawidłowością przebiegu aukcji, reagowanie na zgłaszane w trakcie trwania aukcji błędy, rozstrzyganie aukcji wraz z publikacją wyników oraz przekazaniem do MKiŚ)	150
Bieżąca koordynacja zadań z zakresu wydziału, nadzór nad prawidłowością wykonywanych zadań przez poszczególnych pracowników dotyczących między innymi: - rejestru wytwórców biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu (55x1h) - odpowiedzi na wnioski o udostępnienie informacji publicznej (UDIP)- 15x2h, - przygotowanie i analiza danych na potrzeby raportów, statystyk i sprawozdań, w tym na potrzeby innych organów i instytucji – 15x20h, - nadzór nad weryfikacją oświadczeń i informacji przedkładanych przez wytwórców oraz aktualizacją ofert - 150x1h+75x1h, - analiza gwarancji bankowych, zmiana rodzaju zabezpieczenia oraz ich zabezpieczeń 95x1h - wydawanie zaświadczeń innych niż dotyczących dopuszczenia do aukcji – 50x2h - obsługa kontroli zewnętrznych prowadzonych w urzędzie – 1x100h - odpowiedzi na pisma wytwórców albo ich wnioski (z dotychczasowych doświadczeń wynika, że wdrażanie nowych systemów wsparcia wiąże się z koniecznością udzielania licznych wyjaśnień wytwórcom, często przy współpracy projektodawcy czy np. organów wyspecjalizowanych w regulacjach dotyczących udzielania pomocy publicznej np. MKIŚ, UOKIK) – 30x4h	1025
Weryfikacja, nadzór i koordynacja procesów związanych z nakładaniem kar pieniężnych 64x4h	256
Weryfikacja, nadzór i koordynacja procesów kontroli – 18x4h	72
Uczestniczenie w spotkaniach z wytwórcami oraz różnymi podmiotami np. Zarządca Rozliczeń S.A., TGE oraz organami takimi jak UOKIK, MKIŚ (3 spotkania w miesiącu po ok 2h). Z dotychczasowych doświadczeń wynika, że wdrażanie nowych systemów wsparcia wiąże się z koniecznością odbywania licznych spotkań z wytwórcami w celu wyjaśnienia ich wątpliwości, często przy współpracy projektodawcy czy np. organów wyspecjalizowanych w regulacjach dotyczących udzielania pomocy publicznej. Spotkania z wytwórcami mogą dotyczyć również prowadzonych postępowań czy spornych kwestii.	72
Opiniowanie projektów aktów prawnych oraz zgłaszanie potrzeb zmian i uzupełnień legislacyjnych z obszaru biometanu, a także uczestnictwo w pracach legislacyjnych z obszaru związanego z biometanem.	50
Szacowanie wielkości wypłat ujemnego salda w ramach systemów wsparcia biometanu i uwzględnianie go w kalkulacji wysokości stawki opłaty OZE.	35
Prowadzenie spraw personalnych wydziału (przygotowanie rekrutacji, udział w procesach rekrutacji, ocena pracowników, uzasadnienia nagród/awansów, rozwiązanie umowy o pracę.	50

Szacowana roczna pracochłonność w godzinach w związku z realizacją nowych zadań dla nowego etatu naczelnika	2610
Liczba dni roboczych w roku	252
Liczba dni urlopowych 1 pracownika w roku	26
Liczba dni chorobowych 1 pracownika w roku	10
Liczba dni szkoleniowych 1 pracownika w roku	7
Liczba godzin poświęconych przez 1 nowego pracownika swoim zadaniom w roku kalendarzowym (252-26-10-7) *8=1672	1672
Zapotrzebowanie na nowy etat naczelnika w związku z aukcjami dla biometanu	1,56
	1 etat

Obsługa beneficjentów systemu aukcyjnego w zakresie prekwalifikacji (50 wniosków rocznie) oraz organizacji aukcji biometanu - 2 etaty	**Liczba godzin rocznie**
Analiza formalna wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu: - identyfikacja wnioskodawcy: sprawdzenie danych podmiotu (nazwy i adresu siedziby, nr KRS, NIP oraz REGON), - sprawdzenie poprawności wypełnienia formularza: analiza, czy wszystkie pola w formularzu wniosku zostały wypełnione w sposób prawidłowy, - weryfikacja uprawnień do złożenia wniosku (czy osoba składająca wniosek reprezentuje dany podmiot), - weryfikacja kompletności: ustalenie, czy dołączono wszystkie wymagane ustawą informacje, załączniki lub oświadczenia, w tym ustalenie, czy z uwagi na braki formalne wniosek należy pozostawić bez rozpoznania, - weryfikacja terminowości: ustalenie, czy wniosek został złożony w wymaganym terminie, czy należy pozostawić wniosek bez rozpoznania. Pracochłonność: 50x1,5h	75
Analiza merytoryczna wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji biometanu: - analiza warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie instalacji do sieci gazowej, w tym weryfikacja warunku posiadania wyodrębnionego zespołu urządzeń służących wyłącznie do wprowadzania biometanu z tej instalacji do sieci gazowej dystrybucyjnej lub przesyłowej, terminu ważności, a także ustalenie czy stroną dokumentu jest wnioskodawca, a jej przedmiotem instalacja określona we wniosku, - analiza prawomocnego pozwolenia na budowę wydanego dla projektowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w szczególności weryfikacja terminu ważności, sprawdzenie, czy decyzja została wydana na rzecz podmiotu ubiegającego się o zaświadczenie oraz czy dotyczy instalacji objętej wnioskiem, - analiza harmonogramu rzeczowo-finansowego realizacji budowy instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu albo oświadczenia o zrealizowaniu inwestycji, w szczególności czy harmonogram uprawdopodobnia realizację inwestycji w ustawowo wymaganym terminie, - analiza schematu instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu poprzez weryfikację czy oznaczono urządzenia służące do wytwarzania biometanu oraz urządzenia służące do wprowadzania biometanu do sieci gazowej, wchodzące w skład tej instalacji, lokalizację urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych oraz miejsca przyłączenia tej instalacji do sieci gazowej, a także czy schemat został naniesiony na mapę poglądową uwzględniającą numery ewidencyjne działek i obrębów, - analiza dokumentu potwierdzającego moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w tym analiza prawidłowości określenia tej mocy we wniosku. Pracochłonność: 50x10h	500
Wezwanie/ponowne wezwanie wytwórcy do uzupełnienia i/lub korekty wniosku albo zawiadomienie o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania. Pracochłonność: 100x3h Na podstawie doświadczeń Prezesa URE w obszarze prekwalifikacji wytwórców do aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, większość wniosków wymaga dokonania szeregu uzupełnień lub korekt.	300
Analiza przekazanych uzupełnień i korekt wniosków, zarówno pod kątem formalnym jak i merytorycznym. Pracochłonność: 100x4h Na podstawie doświadczeń Prezesa URE w obszarze prekwalifikacji wytwórców do aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii większość wniosków wymaga dalszych uzupełnień lub korekt.	400
Wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji biometanu, postanowienia o odmowie wydania zaświadczenia albo decyzji o umorzeniu postępowania Pracochłonność: 50x2,5h	125
Zadania związane z Internetową Platformą Aukcyjną (IPA) 1) prace związane z zaprojektowaniem i wdrożeniem nowego modułu IPA albo nowej aplikacji IPA (specyfika paliw gazowych) na potrzeby aukcji biometanu - przygotowanie specyfikacji istotnych warunków zamówienia (szczegółowy opis wymaganego zakresu rozbudowy/budowy aplikacji IPA, w tym opis wymaganych funkcjonalności panelu administracyjnego, biznesowego oraz warstwy raportowej, a także opis pożądanych do wdrożenia mechanizmów związanych z obsługą wniosków, przeprowadzaniem i rozstrzyganiem aukcji oraz bieżącą obsługą nowych beneficjentów), - bieżąca współpraca z wykonawcą na etapie budowy nowego modułu aplikacji IPA/nowej aplikacji IPA, - prowadzenie testów poprawności wykonania usługi rozwoju i zgłaszanie uwag, - ponowna weryfikacja wdrożonych rozwiązań, Pracochłonność: 1500h – zadanie jednorazowe 2) rozpatrywanie zgłoszeń dotyczących nieprawidłowości w IPA i zgłaszanie awarii systemu, zleceń dotyczących prac utrzymaniowych, błędów zgłaszanych przez wytwórców, analiza wdrożenia "poprawek" w systemie IPA. Pracochłonność: 200h	1770, w tym 270h cyklicznie

3) analiza potrzeb rozwoju systemu w związku z koniecznością optymalizacji aplikacji i wprowadzanymi zmianami w przepisach. Pracochłonność: 70h	
Ustalenie harmonogramu aukcji biometanu i jego aktualizacje: - analiza i zaprojektowanie sekwencji sesji aukcji, z uwzględnieniem terminów pozostałych aukcji przeprowadzanych za pośrednictwem IPA oraz prowadzonych prac wdrożeniowych na potrzeby dostosowania IPA do pozostałych systemów wsparcia obsługiwanych przez IPA, - przygotowanie wystąpienia do MKIŚ celem uzgodnienia, uwzględnienie uwag MKIŚ i ponowne przedłożenie harmonogramu do MKIŚ, - publikacja harmonogramu Pracochłonność: 50h	50
Przeprowadzanie aukcji biometanu za pośrednictwem IPA – minimum 2 sesje aukcji/rok: - publikacja ogłoszeń zgodnie z ustalonym harmonogramem, - przygotowanie/weryfikacja szablonów formularzy ofert, - utworzenie aukcji (wprowadzanie parametrów) w systemie, - weryfikacja ofert pod względem formalnym (analiza załączników, weryfikacja podpisów widniejących pod ofertą – zgodność z reprezentacją Wytwórcy w CEiDG lub KRS lub zgodność z dołączonymi załącznikami) oraz odpowiednie oznaczenie statusu ofert w IPA, - realizacja procedury rozstrzygnięcia aukcji (symulacja wyników i weryfikacja poprawności działania systemu IPA) oraz przedstawienie rekomendacji rozstrzygnięcia aukcji Prezesowi URE, - opracowanie wyników aukcji i ich publikacja, - przygotowanie informacji (raportu) o wynikach dla MKiŚ Pracochłonność: 100h	100
Analiza gwarancji bankowych przedkładanych jako zabezpieczenie realizacji zobowiązań aukcyjnych (pracochłonność 25x1h), **zwroty gwarancji i przygotowywanie raportów na potrzeby zwrotu kaucji w związku ze zmianą formy zabezpieczenia, zwroty gwarancji** (pracochłonność 25x3h) i **przygotowywanie raportów na potrzeby zwrotu kaucji w związku ze realizacją zobowiązań aukcyjnych** (pracochłonność 45x4h)	280
Rozpatrywanie wniosków (50x1h) o wpis/zmianę wpisu do **rejestru wytwórców biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu**, w tym analiza informacji i oświadczeń oraz ich weryfikacja, wezwania do uzupełnienia wniosków, pozostawienie wniosku bez rozpoznania, wydawanie decyzji o odmowie wpisu do rejestru wytwórców biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu (2x15h), wydawanie decyzji o zakazie wykonywania przez wytwórcę działalności gospodarczej w zakresie biogazu lub biometanu (2x15h), wymierzanie kary pieniężnej w przypadku wytwarzania biogazu na potrzeby biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu bez wpisu do rejestru wytwórców biogazu, lub niezgodnie z treścią tego wpisu (3x10h)	130
Analiza sprawozdań półrocznych wytwórców biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu stanowiących podstawę sporządzenia rocznego raportu dla MKIŚ, Pracochłonność: 50x1h	50
Agregacja przekazanych danych w półrocznych sprawozdaniach wytwórców biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu i przygotowanie raportu rocznego dla MKiŚ Pracochłonność: 1x50h	50
Udzielanie odpowiedzi na zapytania wytwórców dotyczących interpretacji przepisów ustawy (30x5h), UDIP (15x4h), przygotowanie zaświadczeń innych niż o dopuszczeniu do udziału w aukcji (50x2h) przygotowanie danych na potrzeby sprawozdań i raportów (na prośby innych organów, w tym w ramach współpracy międzynarodowej (15x10), bieżąca obsługa beneficjentów aukcyjnego systemu wsparcia biometanu (np. udzielenie informacji telefonicznych 3xdzienniex0,2h – 125h), udział w prowadzonych w URE kontrolach zewnętrznych (50h)	635

Szacowana roczna pracochłonność w godzinach w związku z realizacją nowych zadań dla nowych etatów	4465
Liczba dni roboczych w roku	252
Liczba dni urlopowych 1 pracownika w roku	26
Liczba dni chorobowych 1 pracownika w roku	10
Liczba dni szkoleniowych 1 pracownika w roku	7
Liczba godzin poświęconych przez 1 nowego pracownika swoim zadaniom w roku kalendarzowym (252-26-10-7) *8=1672	1672
Zapotrzebowanie **na 2 etaty** w związku z obsługą aukcji dla biometanu i działaniami wytwórców biometanu po wygraniu aukcji	2,67 **2 etaty**

Zadania w zakresie kontroli oświadczeń, o których mowa w art. 83zc oraz art. 83zg ustawy OZE - 1 etat	liczba godzin rocznie
Wytwórcy biometanu, którzy wygrają aukcję dla biometanu są zobowiązani do przedkładania następujących informacji i oświadczeń, które każdorazowo podlegają weryfikacji przez Prezesa URE:	
Informacja o dniu wytworzenia oraz wprowadzenia biometanu z odnawialnych źródeł energii do sieci gazowej, potwierdzona przez operatora sieci przesyłowej gazowej lub operatora sieci dystrybucyjnej gazowej i jego sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego biometanu – w terminie 30 dni od dnia tej sprzedaży po raz pierwszy w ramach wygranej oferty aukcyjnej – wszyscy wytwórcy. Weryfikacja informacji pod kątem formalnym, zrealizowania obowiązku w terminie określonym ustawą, zgodności terminów dotyczących rozpoczęcia okresu wsparcia z informacjami przekazywanymi przez Zarządcę Rozliczeń S.A., który cyklicznie przekazuje dane o rozpoczęciu sprzedaży. Efektem weryfikacji jest zainicjowanie procesu zwrotu zabezpieczenia. Pracochłonność: 50x1h	50
Oświadczenie o uzyskaniu pomocy publicznej uzyskanej po złożeniu oferty - tzw. pomoc „ad hoc” W przypadku, gdy po dniu złożenia oświadczenia dotyczącego uzyskanej pomocy inwestycyjnej wraz z ofertą aukcyjną zostanie udzielona nowa pomoc inwestycyjna lub wzrośnie wartość pomocy już udzielonej, wytwórca jest obowiązany do przekazania Prezesowi URE, najpóźniej w dziesiątym dniu miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło udzielenie takiej pomocy, oświadczenia zawierającego jej wartość, datę jej udzielenia, wskazanie podmiotu udzielającego pomocy oraz wyliczoną cenę skorygowaną. Weryfikacja pod kątem formalnym oraz prawidłowości wskazania wartości pomocy publicznej i wyliczenia ceny skorygowanej. Każde oświadczenie musi zostać przeanalizowane w oparciu o dane udostępnione w SUDOP albo SRPP, wynikające z umów o dofinansowanie, aneksów do nich oraz harmonogramów rzeczowo – finansowych, pod kątem prawidłowości wyliczenia wartości udzielonej pomocy inwestycyjnej oraz pod kątem prawidłowości wyliczenia ceny skorygowanej, w tym jej waloryzacji. Z uwagi na stopień skomplikowania jest to obszar, w którym istnieje konieczność nawet wielokrotnej wymiany korespondencji z wytwórcą, celem ustalania prawidłowej wysokości ceny skorygowanej. Dodatkowo należy zauważyć, że jest to obszar szczególnie istotny, gdyż w ten sposób ustalony jest prawidłowy poziom wsparcia zapewniający zgodność z przepisami dotyczącymi udzielania pomocy publicznej. Ponadto, pomoc publiczna inwestycyjna może być udzielona więcej niż jeden raz co wiąże się z koniecznością analizy kolejnego/ych oświadczeń. Z uwagi na uruchomione przez NFOŚIGW wsparcie inwestycyjne dla biogazowni rolniczych zakłada się, że 80 % wytwórców biometanu otrzyma pomoc inwestycyjną, co przekłada się na konieczność weryfikacji co najmniej 40 wniosków rocznie. Praktyka funkcjonowania analogicznych rozwiązań w systemach udzielania wsparcia: aukcyjnym oraz FIT/FIP, wytwórcom korzystającym z biogazu i biogazu rolniczego do wytwarzania energii elektrycznej wskazuje na wielość stanów faktycznych wynikających ze sposobu i zakresu udzielanej pomocy oraz różnorodność modeli inwestycyjnych, co przekłada się na konieczność dokonywania czasochłonnych analiz w przedmiotowym obszarze. Rynek biometanu będzie charakteryzował się co najmniej takim samym stopniem złożoności zagadnień związanych z korygowaniem ceny wsparcia operacyjnego w związku z udzieleniem pomocy inwestycyjnej. Pracochłonność: 40x10h	400
Oświadczenie roczne dotyczące pomocy publicznej Wytwórca, którego oferta wygrała aukcję biometanu, jest obowiązany do przekazywania Prezesowi URE, w całym okresie wsparcia, w terminie 30 dni od zakończenia roku kalendarzowego, oświadczenia o nieudzieleniu pomocy inwestycyjnej w poprzednim roku kalendarzowym, albo oświadczenia o wartości tej pomocy, zawierającego datę jej udzielenia oraz wskazanie podmiotu udzielającego pomocy – wszyscy wytwórcy przez cały okres wsparcia są zobowiązani do corocznego przedkładania takiego oświadczenia. Weryfikacja pod kątem formalnym oraz prawidłowości wskazania wartości pomocy publicznej. Każde oświadczenie musi zostać przeanalizowane w oparciu o dane udostępnione w SUDOP albo SRPP. W przypadku wątpliwości w odniesieniu do prawidłowości złożonego oświadczenia kierowane jest wezwanie do wytwórcy celem przedłożenia wyjaśnień.	100

Praktyka funkcjonowania analogicznych rozwiązań w systemach udzielania wsparcia: aukcyjnym oraz FIT/FIP, wytwórcom korzystającym z biogazu i biogazu rolniczego do wytwarzania energii elektrycznej wskazuje na wielość stanów faktycznych wynikających ze sposobu i zakresu udzielanej pomocy oraz różnorodność modeli inwestycyjnych, co przekłada się na konieczność dokonywania czasochłonnych analiz w przedmiotowym obszarze. Rynek biometanu będzie charakteryzował się co najmniej takim samym stopniem złożoności zagadnień związanych z korygowaniem ceny wsparcia operacyjnego w związku z udzieleniem pomocy inwestycyjnej. Pracochłonność: 50x2h	
Informacje i oświadczenia związane ze zmianą dostawcy biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu W przypadku gdy po dniu złożenia oferty, która wygrała aukcję biometanu, informacje lub oświadczenie, dotyczące dostawcy biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu, stały się nieaktualne, wytwórcy, najpóźniej w dziesiątym dniu miesiąca następującego po upływie miesiąca, w którym nastąpiła zmiana powodująca konieczność zaktualizowania tych informacji lub oświadczenia, przekazują zaktualizowane informacje lub oświadczenie, oraz oświadczenie wytwórcy zawierające wartość pomocy inwestycyjnej, datę jej udzielenia, wskazanie podmiotu udzielającego pomocy inwestycyjnej oraz cenę skorygowaną. Weryfikacja pod kątem formalnym oraz prawidłowości wskazania wartości pomocy publicznej i wyliczenia ceny skorygowanej. Każde oświadczenie musi zostać przeanalizowane w oparciu o dane udostępnione w SUDOP albo SRPP, wynikające z umów o dofinansowanie, aneksów do nich oraz harmonogramów rzeczowo – finansowych, pod kątem prawidłowości wyliczenia wartości udzielonej pomocy inwestycyjnej oraz pod katem prawidłowości wyliczenia ceny skorygowanej, w tym jej waloryzacji. Z uwagi na stopień skomplikowania jest to obszar, w którym istnieje konieczność nawet wielokrotnej wymiany korespondencji z wytwórcą, celem ustalania prawidłowej wysokości ceny skorygowanej. Dodatkowo należy zauważyć, że jest to obszar szczególnie istotny, gdyż w ten sposób ustalony jest prawidłowy poziom wsparcia zapewniający zgodność z przepisami dotyczącymi udzielania pomocy publicznej. Ponadto, zmiana dostawcy biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu może następować wielokrotnie co wiąże się z koniecznością analizy kolejnych informacji i oświadczeń. Z uwagi na uruchomione przez NFOŚIGW wsparcie inwestycyjne dla biogazowni rolniczych zakłada się, że co najmniej 20 % wytwórców biometanu zmieni dostawcę biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu, co przekłada się na konieczność weryfikacji co najmniej 10 wniosków rocznie. Praktyka funkcjonowania analogicznych rozwiązań w systemach udzielania wsparcia: aukcyjnym oraz FIT/FIP, wytwórcom korzystającym z biogazu i biogazu rolniczego do wytwarzania energii elektrycznej wskazuje na wielość stanów faktycznych wynikających ze sposobu i zakresu udzielanej pomocy oraz różnorodność modeli inwestycyjnych, co przekłada się na konieczność dokonywania czasochłonnych analiz w przedmiotowym obszarze. Rynek biometanu będzie charakteryzował się co najmniej takim samym stopniem złożoności zagadnień związanych z korygowaniem ceny wsparcia operacyjnego w związku z udzieleniem pomocy inwestycyjnej. Pracochłonność: 10x15h	150
W oparciu o przepisy ustawy należy wskazać, że Prezes URE jest odpowiedzialny w szczególności za przeprowadzanie kontroli w zakresie: - lokalizacji, rodzaju i mocy instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu, - łącznej ilości biometanu wprowadzonego do sieci gazowej, - wieku urządzeń zamontowanych w instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu, - informacji i oświadczeń dotyczących dostawcy biogazu, - miejsca przyłączenia instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu, - realizacji obowiązków, o których mowa w art. 9 ust. 1 pkt 3 albo art. 25 pkt 3a ustawy o odnawialnych źródłach energii, - spełniania kryteriów zrównoważonego rozwoju, - oświadczenia dotyczącego wysokości ceny skorygowanej (oświadczenia składane wraz z ofertą, oświadczenia roczne, oświadczenia ad hoc i oświadczenia związane ze zmianą dostawcy biogazu), - faktu niepozostawania w trudnej sytuacji finansowej przedsiębiorcy, - czy na podmiocie nie ciąży obowiązek zwrotu pomocy publicznej. Co istotne, wprowadzono zupełnie nowy zakres kontroli dotyczący spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju, o których mowa w art. 28ba–28bcb i art. 28bcc ust. 1 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, który jest wyjątkowo czasochłonny. Przeprowadzenie kontroli musi odbywać się na zasadach określonych w Prawie przedsiębiorców (plan kontroli, oszacowanie ryzyk które pozwalają na dobór próby do kontroli, przygotowanie upoważnienia do kontroli,	1392

zawiadomienia o kontroli, przyprowadzenie czynności kontrolnych, w tym czynności na miejscu u Wytwórcy, sporządzenia protokołu kontroli). W wyniku kontroli oprócz działań wynikających z ustawy Prawo przedsiębiorców mogą zostać podjęte następujące działania: - wydawanie postanowień o braku możliwości zakwalifikowania kwestionowanej ilości biometanu jako wytworzonego z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, - wydawanie decyzji o obowiązku zwrotu Zarządcy Rozliczeń S.A. uzyskanej pomocy, określając kwotę wsparcia wraz z odsetkami. Po oszacowaniu ryzyk, w oparciu o plan kontroli zakłada się przeprowadzenie 18 kontroli rocznie: Czynności przygotowawcze – 18x30h- 540h Kontrola faktyczna 18x16h –288h Standardowe czynności pokontrolne – 14x16h – 224h Postępowania zakończone zakwestionowaniem ilości biometanu -2x80h – 160h Postępowania zakończone wydaniem decyzji o obowiązku zwrotu pomocy publicznej – 2x90h – 180h Prowadzenie postępowań w sprawie wymierzania kary pieniężnej w przypadku utrudniania przeprowadzenie kontroli wykonywanej przez Prezesa URE (1x25h) Warto zwrócić uwagę, że wyliczone godziny przeprowadzonej kontroli dotyczą jednej osoby natomiast dobrą praktyką jest wykonywanie działań kontrolnych z zachowaniem zasady „dwóch par oczu”, w celu zachowania pełnej transparentności działań kontrolnych. Powyżej nie ujęto roboczo godzin związanych z postępowaniami sądowymi, a także związanych z koniecznością windykacji środków.	

Szacowana roczna pracochłonność w godzinach w związku z realizacją nowych zadań dla nowego etatu	2092
Liczba dni roboczych w roku	252
Liczba dni urlopowych 1 pracownika w roku	26
Liczba dni chorobowych 1 pracownika w roku	10
Liczba dni szkoleniowych 1 pracownika w roku	7
Liczba godzin poświęconych przez 1 nowego pracownika swoim zadaniom w roku kalendarzowym (252-26-10-7) *8=1672	1672
Zapotrzebowanie na 1 etat w związku z realizacją zadania w zakresie kontroli oświadczeń, o których mowa w art. 83zc oraz art. 83zg ustawy OZE	1,25 **1 etat**

Zadania z obszaru rozliczania obowiązku sprzedaży biometanu w ramach systemu aukcyjnego - 1 etat	**liczba godzin rocznie**
Jednokrotna aktualizacja oferty biometanu jest możliwa w następującym zakresie: - planowanej daty rozpoczęcia okresu korzystania z aukcyjnego systemu wsparcia, lub - ilości biometanu, - mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii. Dla każdego z obszarów, wytwórca może złożyć odrębną aktualizację, co obecnie w systemie aukcyjnym dla energii elektrycznej dotyczy około 30 % wniosków. Wszyscy wytwórcy dokonają zatem co najmniej 1 aktualizacji oraz 30 % dokona tego w ramach dwóch postępowań. 50+30%x50=65 postępowań w zakresie jednokrotnej aktualizacji oferty Wielokrotna aktualizacja oferty w zakresie informacji czy biogaz albo biogaz rolniczy, wykorzystywany do wytworzenia biometanu, będzie wytwarzany w tej instalacji. 10 postępowań w zakresie wielokrotnej aktualizacji oferty Czynności związane z aktualizacją oferty: - analiza przedłożonego wniosku o aktualizację oferty, nie tylko pod kątem formalnym, lecz także w zakresie spełniania przesłanek ustawowych pozwalających na skuteczne dokonanie aktualizacji oferty - przygotowanie potwierdzenia dokonania aktualizacji oferty i wysyłka do wytwórcy - poinformowanie Zarządcy Rozliczeń S.A. o dokonanej aktualizacji oferty Pracochłonność:70x3h – 210h - postępowania zakończone pozytywnie Pracochłonność: 5x8h – 40h – postepowania zakończone negatywnie	250
Wykonywanie zadań z zakresu rozliczenia obowiązku sprzedaży biometanu w ramach systemu aukcyjnego biometanu przez wytwórcę, który wygrał aukcję biometanu, w ilości określonej przez niego w ofercie Każda instalacja posiada swój indywidualny okres wsparcia, podzielony na okresy sprawozdawcze. Rozliczenia obowiązku sprzedaży biometanu w ilości określonej w ofercie dotyczy 100 % instalacji, dla których w danym roku upłynął okres sprawozdawczy. Mając na uwadze powyższe zakłada się co najmniej 15 takich postępowań rocznie. Czynności podejmowane przez Prezesa URE w celu dokonania rozliczenia obowiązku w zakresie ilości biometanu: - analiza danych przekazanych raz do roku przez Zarządcę Rozliczeń S.A w zakresie ilości biometanu sprzedanego w ramach systemu wsparcia biometanu, a także biometanu wytworzonego w godzinach tzw. „cen ujemnych” - porównanie danych przekazanych przez Zarządcę Rozliczeń z danymi wynikającymi z oferty aukcyjnej lub jej aktualizacji - uwzględnienie danych dotyczących np. ilości wytworzonego biometanu w godzinach tzw. cen ujemnych Pracochłonność: 15x10h – 150h W przypadku, gdy z powyższej analizy wynika, że dokonano sprzedaży biometanu w aukcji biometanu poniżej 60 % ilości tego biometanu określonej w ofercie, wszczynane jest postępowanie w sprawie nałożenia kary pieniężnej, które obejmuje następujące czynności: - zawiadomienie o wszczęciu postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej - analizę wyjaśnień wytwórcy biometanu, w tym analiza ustawowych przesłanek, które musi uwzględnić Prezes URE na potrzeby wyliczenia wysokości kary - zawiadomienie o zgromadzeniu materiału dowodowego - wniosek wytwórcy o umożliwienie zapoznania się z materiałem dowodowym - udostępnienie materiału dowodowego - analiza przekazanego pisma wytwórcy po zapoznaniu się z materiałem dowodowym - przygotowanie decyzji w sprawie wymierzenia kary pieniężnej - wysłanie decyzji Dotychczasowe doświadczenia pokazują, że około 30 % instalacji nie zrealizuje obowiązku. Tym samym postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej będzie wszczęte wobec co najmniej 5 podmiotów w każdym roku. Pracochłonność: 5x70h – 350h W oparciu o dotychczasowe doświadczenia zakłada się, że w ramach tych postępowań 4 rozstrzygnięcia zostaną skierowane na drogę postępowania sądowego, co ramach tego stanowiska pracy wiąże się z przygotowaniem akt do sądu, a także stanowiska merytorycznego w sprawie.	600

Pracochłonność: 4x25h – 100h	
Prezes URE zobligowany jest do prowadzenia postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w wyniku nieterminowego przekazania informacji i oświadczeń w następujących obszarach: - dostawcy biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu (10 spraw rocznie), - otrzymanej pomocy publicznej inwestycyjnej ad hoc (6 spraw rocznie) - rocznego oświadczenia w zakresie pomocy publicznej (10 spraw rocznie) - pierwszego wytworzenia biometanu na potrzeby systemu wsparcia (20 spraw ogółem) - zmiany dostawcy biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu (4 sprawy rocznie), - nieprzekazania sprawozdania półrocznego o którym mowa w art. 9 ust.1a pkt 6 ustawy OZE (5 spraw rocznie) Dla każdego z tych punktów postępowania prowadzone są odrębnie (przewiduje się co najmniej 35 postępowań rocznie oraz 20 postępowań ogółem). Czynności podejmowane w ramach prowadzonych postępowań: - zawiadomienie o wszczęciu postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej - analiza wyjaśnień wytwórcy biometanu, - zawiadomienie o zgromadzeniu materiału dowodowego - wniosek wytwórcy o umożliwienie zapoznania się z materiałem dowodowym - udostępnienie materiału dowodowego - analiza przekazanego pisma wytwórcy po zapoznaniu się z materiałem dowodowym - przygotowanie decyzji w sprawie wymierzenia kary pieniężnej - wysłanie decyzji Pracochłonność: 35x10h + 20x10h W oparciu o dotychczasowe doświadczenia zakłada się, że w ramach tych postępowań 22 rozstrzygnięć zostanie skierowanych na drogę postępowania sądowego, co ramach tego stanowiska pracy wiąże się z przygotowaniem akt do sądu, a także stanowiska merytorycznego w sprawie. Pracochłonność: 22x15h	880
W przypadku braku zapłaty kary pieniężnej wymagane jest podjęcie działań związanych z windykacją kary (przygotowanie wezwania do zapłaty do wytwórcy, przygotowanie pisma i protokołu celem przekazania do windykacji, windykacja kary, upomnienia, tytuł wykonawczy, udzielania ulgi – działanie jako aktywny wierzyciel). Pracochłonność: 12x15h	180

Szacowana roczna pracochłonność w godzinach w związku z realizacją nowych zadań dla nowego etatu	1910
Liczba dni roboczych w roku	252
Liczba dni urlopowych 1 pracownika w roku	26
Liczba dni chorobowych 1 pracownika w roku	10
Liczba dni szkoleniowych 1 pracownika w roku	7
Liczba godzin poświęconych przez 1 nowego pracownika swoim zadaniom w roku kalendarzowym (252-26-10-7) *8=1672	1672
Zapotrzebowanie na 1 etat w związku z realizacją zadania w zakresie rozliczania obowiązku sprzedaży biometanu w ramach systemu aukcyjnego	1,14 **1 etat**

Zadania z obszaru obsługi prawnej dotyczącej postępowań w odniesieniu do wytwórców biometanu - 1 etat	**liczba godzin rocznie**
odwołania o decyzji, zażalenia na postanowienia (28 spraw rocznie, do każdej około 5 pism procesowych) Prowadzenie postępowań sądowych wymaga przygotowania odpowiedzi na odwołanie/zażalenie 20-40 h, replikę na odpowiedź dotyczącą odpowiedzi na odwołanie/zażalenie, odpowiedź na apelację lub apelację 20-50h, pismo procesowe 10h, ew. skargę kasacyjną 50-100h, udział w rozprawie - ryzyko niedotrzymania terminów procesowych lub sądowych może narażać Skarb Państwa na roszczenia odszkodowawcze	700
koordynacja działań legislacyjnych, analiza i uwagi do projektów aktów prawnych, zgłaszanie. potrzeb zmian i uzupełnień legislacyjnych z obszaru biometanu Departament Prawny URE rocznie opiniuje ok. 130 projektów aktów prawnych	250
przygotowywanie opinii prawnych i zajmowanie stanowiska dotyczących wątpliwości interpretacyjnych z zakresu biometanu; udzielanie dla przedsiębiorcom informacji o warunkach podejmowania, wykonywania i zakończenia działalności gospodarczej (art. 15 ustawy - Prawo przedsiębiorców, organ, w zakresie swojej właściwości, udziela przedsiębiorcy informacji o warunkach podejmowania, wykonywania i zakończenia działalności gospodarczej); Departament Prawny URE rocznie przygotowuje ok. 150 opinii prawnych na potrzeby wewnętrzne	400
prowadzenie nowego rodzaju postępowań administracyjnych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (odmowa dostosowania umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii lub aktualizacji harmonogramu przyłączenia, art. 83ze ust. 12 - 15, w tym prowadzenie korespondencji ze stronami postępowania i wydawanie decyzji administracyjnych	250
obsługa skarg na przewlekłe prowadzenie postępowania i bezczynność organu, w tym przygotowywanie odpowiedzi na skargę, skargi kasacyjnej lub odpowiedzi na skargę kasacyjną, udział w rozprawach przed Wojewódzkim Sądem Administracyjnym w Warszawie i Naczelnym Sądem Administracyjnym	175
upowszechnianie w URE kierunków orzecznictwa i opinii z przedmiotowego obszaru oraz współpraca dotycząca tworzenia aktów wewnętrznych i opinie do projektów rozstrzygnięć; przygotowywanie nowych instrukcji, informacji, komunikatów itp.	150

Szacowana roczna pracochłonność w godzinach w związku z realizacją nowych zadań dla nowego etatu	1925
Liczba dni roboczych w roku	252
Liczba dni urlopowych 1 pracownika w roku	26
Liczba dni chorobowych 1 pracownika w roku	10
Liczba dni szkoleniowych 1 pracownika w roku	7
Liczba godzin poświęconych przez 1 nowego pracownika swoim zadaniom w roku kalendarzowym (252-26-10-7) *8=1672	1672
Zapotrzebowanie na 1 etat w związku z obsługą prawną dotyczącą postępowań w odniesieniu do wytwórców biometanu	1,15
	1 etat

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

Na podstawie art. 83o ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z …. r. poz. ……..) zarządza się, co następuje:

§ 1. Cena referencyjna biometanu dla instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania:

1) biometanu z biogazu lub mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego – wynosi … złotych za 1 MWh;
2) biometanu z biogazu rolniczego – wynosi … złotych za 1 MWh.

§ 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 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 25 lipca 2025 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 995).

2) Niniejsze rozporządzenie było poprzedzone rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia z dnia 14 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej biometanu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2477), które traci moc z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia zgodnie z art. 37 ustawy z dnia ….. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2026 r. poz. …).

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia stanowi realizację delegacji ustawowej zawartej w art. 83o ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z … r. poz. ….), zwanej dalej „ustawą", która nakłada na ministra do spraw klimatu obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia, ceny referencyjnej biometanu wyrażonej w złotych za 1 MWh, oddzielnie dla instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z biogazu, w tym z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego oraz biometanu z biogazu rolniczego. Projektowane rozporządzenie zastępuje obowiązujące rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 14 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej biometanu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2477) z uwagi na fakt, że treść obowiązującego rozporządzenia nie wskazuje wprost jaka jest cena referencyjna wyrażona w złotych za 1 MWh biometanu wytworzonego z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego.

Inwestycje w sektorze biometanu będą realizowane m.in. w sytuacji, w której inwestorzy będą w stanie uzyskać odpowiedni zwrot z inwestycji w określonym czasie (zazwyczaj w okresie od ośmiu do dziesięciu lat). W maju 2022 r. ukazał się Komunikat Komisji Europejskiej RePowerEU, którego głównym celem jest zerwanie z zależnością od Rosji w zakresie dostaw surowców energetycznych. Długoterminowy plan ma na celu zapewnienie dywersyfikacji źródeł energii, oszczędność energii oraz przyspieszenie realizacji projektów związanych z energetyką odnawialną. W kontekście procesu uniezależniania się od dostaw gazu ziemnego (Unii Europejskiej w momencie ogłaszania planu była w 91% uzależniona od importu tego paliwa) jednym z istotnych celów planu REPowerEU jest dążenie do zwiększenia produkcji biometanu w celu osiągnięcia poziomu 35 mld m^3 biometanu do 2030 r.

Transformacja europejskiego systemu energetycznego ma również na celu pobudzenie wzrostu gospodarczego, umocnienie pozycji Europy jako lidera przemysłu oraz przekierowanie na ścieżkę prowadzącą do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. Efektem przyjętych polityk jest obserwowany dynamiczny rozwój sektora biometanu w Europie. Zgodnie z analizami *European Biogas Association* (EBA) obecnie inwestorzy realizują lub znajdują się na etapie przygotowań projektów inwestycyjnych na terenie Unii Europejskiej o łącznej wartości ok. 18 mld euro[1)]. Jakkolwiek stanowi to bezprecedensowo wysoki poziom planowanych inwestycji w sektor biometanu, należy zauważyć, że wymaga istotnego zwiększenia w kontekście możliwości osiągnięcia celów określonych REPowerEU na 2030 r.,

[1)] Na podstawie „1st EBA Biomethane Investment Outlook" (2023 r.).

które w praktyce wymagają dziesięciokrotnego zwiększenia aktualnych mocy produkcyjnych na terenie Unii Europejskiej.

Zwiększenie liczby inwestycji można uzyskać dzięki zapewnieniu stabilności otoczenia politycznego i prawnego dla rozwoju produkcji biometanu oraz wdrożeniu skutecznych zachęt dla inwestorów. Należy zauważyć, że po krótkim okresie, w którym ceny gazu znacznie przekraczały 400 zł/MWh, sytuacja stopniowo powraca do normy. Oznacza to, że koszty wytwarzania biometanu są wciąż wyższe niż cena gazu ziemnego, a to z kolei oznacza potrzebę zapewnienia stabilnych instrumentów wsparcia finansowego dla tego sektora.

Cena referencyjna biometanu pełni istotną rolę w tym kontekście, dając uzasadnienie biznesowe dla planowanych projektów dzięki pokryciu różnicy występującej między kosztami produkcji oraz wprowadzenia biometanu do sieci gazowej (z uwzględnieniem marży wytwórcy) a ceną gazu ziemnego.

Jednocześnie cena referencyjna służy do określenia wysokości maksymalnego wsparcia, jakie może zostać udzielone podmiotowi będącemu producentem biometanu. Jej określenie ma na celu wyeliminowanie ryzyka wystąpienia nadmiernego wsparcia, co skutkowałoby z jednej strony nadzwyczajnie wysokimi zyskami tych podmiotów, a z drugiej – 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 oznaczać sprzedaż tego paliwa po cenie niższej niż koszty jego wytworzenia. W związku z powyższym ustawodawca zapewnił stabilność wysokości przychodów dla wytwórców – niezależnie od tego, jaką cenę uzyskają, sprzedając biometan na warunkach rynkowych, zostało im zagwarantowane prawo do pokrycia tzw. ujemnego salda. Prawo to umożliwia wytwórcy uzyskanie dopłat o wysokości wynikającej z różnicy między średnią ceną rynkową, po której jest sprzedawany przez wytwórcę biometan (nie niższą niż średnia cena rynkowa gazu ziemnego), a równowartością ceny referencyjnej ustalonej w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska.

W § 1 projektu rozporządzenia określono cenę referencyjną biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z biogazu, w tym z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego oraz w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego. Zgodnie z przepisami ustawy o odnawialnych źródłach energii cena referencyjna biometanu jest równa stałej cenie zakupu biometanu, która 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 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.

Wyznaczając ceny referencyjne dla biometanu, przyjęto założenie dotyczące konieczności wspierania instalacji wykazujących się wysoką efektywnością oraz optymalnym poziomem kosztów. Mając na uwadze powyższe, na potrzeby wyznaczenia wartości cen referencyjnych dla biometanu przyjęto poniższe szczegółowe założenia.

1. Wolumen sprzedaży biometanu do sieci [MWh/rok]

Określając ilość biometanu, jaką instalacja o referencyjnej wielkości stanowiącej równoważnik 1 MWe wprowadzi do sieci gazowej w trakcie roku, przyjęto założenie dotyczące:

1) sprawności instalacji służącej do wytwarzania biogazu oraz instalacji służącej do oczyszczania biogazu do jakości biometanu (na poziomie 85%), która uwzględnia potrzebę przeprowadzenia okresowych remontów lub wyłączeń serwisowych, jak

również uwzględnia ryzyko braku spełnienia parametrów jakościowych biogazu, co uniemożliwi wprowadzenie paliwa gazowego do sieci; uwzględnienie ww. elementów powoduje, że sprawność instalacji służącej do wytwarzania biometanu jest nieco niższa niż sprawność analogicznej jednostki do wytwarzania biogazu w celu produkcji energii elektrycznej, z uwagi na ryzyka związane z brakiem możliwości wprowadzenia do sieci gazowej biometanu, który nie spełnia wymagań w zakresie parametrów jakościowych;

2) wykorzystania wytworzonego biogazu na potrzeby funkcjonowania biogazowni związanego z produkcją energii cieplnej i ewentualnie elektrycznej na poziomie ok. 10%.

Przyjęte powyżej założenia oznaczają, że referencyjna instalacja wytwarzania biometanu o mocy stanowiącej równoważnik 1 MWe, która teoretycznie powinna wytworzyć ok. 2,2 mln m^3 biometanu, biorąc pod uwagę sprawność instalacji biogazu oraz konieczność przeznaczenia części wytworzonego biogazu na potrzeby własne, efektywnie wprowadzi do sieci gazowej ok. 1 650 tys. m^3 biometanu, co stanowi równowartość ok. 16 tys. MWh/rok energii zawartej w paliwie gazowym.

2. Koszty inwestycyjne

Koszty związane z realizacją inwestycji w zakresie wytwarzania biometanu obejmują w szczególności koszty:

1) infrastruktury ogólnej instalacji, do których zaliczyć należy m.in. zakup i zagospodarowanie działki pod inwestycje, utwardzenie terenu, przygotowanie ciągów komunikacyjnych oraz doprowadzenie mediów;
2) instalacji biogazowej, w skład której wchodzą następujące elementy: zbiorniki na substrat oraz masę pofermentacyjną, komory fermentacyjne wraz z niezbędnym systemem załadunku i rozładunku, kocioł grzewczy oraz trafostacja – wytwarzające lub pozyskujące energię na potrzeby własne instalacji;
3) modułu oczyszczania, które co do zasady zależą od wybranej technologii oczyszczania biogazu, przy czym najpowszechniej aktualnie stosowaną jest separacja membranowa wykorzystująca instalacje i urządzenia odpowiedzialne za przygotowanie biogazu do procesu właściwego oczyszczenia (schłodzenie, odwodnienie, usunięcie siarkowodoru, merkaptanów, amoniaku, siloksanów i lotnych związków organicznych), sprężarki zapewniające wymagane dla procesu ciśnienie, system membran służących do separacji dwutlenku węgla oraz pozostałości innych zanieczyszczeń;

4) infrastruktury służącej do zatłaczania biometanu do sieci gazowej, na które składa się sfinansowanie stacji redukcyjno-pomiarowej wraz z urządzeniami kontrolno-pomiarowymi, doprowadzenia sieci gazowej do miejsca przyłączenia oraz instalacji rewersyjnej (umożliwiającej zawrócenie biometanu w przypadku braku spełniania parametrów jakościowych), itp.

3. Koszt paliwa pierwotnego

Pozycja obejmuje koszty zakupu i dostaw surowców do wytwarzania biogazu lub biogazu rolniczego na potrzeby instalacji do wytwarzania biometanu.

4. Pozostałe koszty operacyjne (OPEX)

Pozostałe koszty operacyjne w przypadku instalacji zajmujących się wytwarzaniem biometanu obejmują takie pozycje, jak: utrzymanie urządzeń technologicznych odpowiedzialnych za wytwarzanie biogazu przed jego uzdatnieniem, konserwacja i serwis urządzeń służących do oczyszczania biogazu, utrzymanie przyłącza gazowego (w tym koszty monitorowania jakości biometanu wprowadzanego do sieci gazowej), koszty związane z pofermentem (badania jakości, wywóz, itp.), wynagrodzenia pracowników, usługi obce (obsługa księgowa, ubezpieczenia, itp.), podatki i opłaty (w tym podatek od nieruchomości).

Poszczególne pozycje kosztów są zróżnicowane w zależności od rodzaju zastosowanej instalacji do oczyszczania biogazu, przy czym najpopularniejsze na rynku w 2021 r. zgodnie z danymi EBA są: separacja membranowa (zdecydowana większość projektów – 39% ogółu rynku), płuczka wodna (22%), absorpcja chemiczna (18%) i adsorpcja zmiennociśnieniowa (12%), absorpcja fizyczna i separacja kriogeniczna (po ok. 1% udziału w rynku), ponieważ wybór technologii ma decydujące znaczenie dla rodzajów i poziomu kosztów operacyjnych.

5. Dodatkowe założenia

Na potrzeby wyznaczenia ceny referencyjnej biometanu wytworzonego z biogazu lub z biogazu rolniczego założono ponadto:

1) wartość rezydualną instalacji po okresie wsparcia na poziomie … % kosztów inwestycji;
2) stopę dyskontową realną – … %;
3) piętnastoletnią amortyzację podatkową;
4) podatek dochodowy (CIT) – … %;
5) poziom inflacji: …
6) 20-letni okres wsparcia.

Koszty związane z procesem wytwarzania biometanu istotnie różnią się nie tylko w czasie.

Mogą one również różnić się w zależności od konkretnej mieszanki surowców wykorzystanych do produkcji biogazu, jak również są ściśle uzależnione od wielkości instalacji – koszty biometanu wytwarzanego w dużych instalacjach są znacznie niższe niż w instalacjach małych, a także całkowite koszty operacyjne są bardzo indywidualne w poszczególnych zakładach (małych lub dużych) i zależą od konkretnej mieszanki surowców, z których one korzystają.

Określając poziom wsparcia, państwa członkowskie są obowiązane uwzględniać wskazane powyżej różnice oraz potencjalne wahania kosztów. W przypadku cen referencyjnych biometanu określonych w projektowanym rozporządzeniu przyjęto część założeń wykorzystanych przy określaniu cen referencyjnych dla biogazu w rozporządzeniu z 2022 r., mając na uwadze, że niektóre procesy (np. wytwarzanie biogazu) są bardzo zbliżone w obu technologiach oraz z uwagi na brak odpowiednich projektów referencyjnych, na podstawie których możliwa byłaby indywidualna ocena parametrów inwestycyjnych w odniesieniu do technologii wytwarzania biometanu. W kolejnych latach planuje się natomiast bardziej indywidualne podejście do kształtowania cen referencyjnych na podstawie danych pochodzących ze zrealizowanych projektów.

Brak dostępu do wiarygodnych danych w zakresie zmiennych kształtujących koszty wytwarzania biometanu jest szerszym wyzwaniem. Jak wynika z analiz prowadzonych w ramach prac Biomethane Industrial Partnership[2)], wiarygodne oraz aktualne dane w tym zakresie są niemal niedostępne. Działania mające na celu opracowanie bardziej przejrzystego obrazu kosztów dla poszczególnych wielkości instalacji oraz mixów stosowanych substratów są obecnie podejmowane w ramach jednej z grup zadaniowych – Task Force 4.

W efekcie w Unii Europejskiej funkcjonuje obecnie szereg różnego rodzaju instrumentów wsparcia (feed-in-premium, feed-in-tariff, systemy aukcyjne oraz kontrakty różnicowe), które są zaadresowane do różnych rodzajów instalacji (różniących się wykorzystanym surowcem, wielkością lub przeznaczeniem biometanu) i przede wszystkim zróżnicowanych pod kątem poziomu proponowanego wsparcia.

Niezależnie od powyższego warto zwrócić uwagę, że na rynkach, na których sektor biometanu rozwija się prężnie od kilku lat, dostępnych jest szereg analiz branżowych lub eksperckich, które w sposób ogólny (zagregowany) prezentują obraz kształtowania się kosztów związanych

---

2) Biomethane Industrial Partnership to uruchomione we wrześniu 2022 r. partnerstwo publiczno-prywatne na rzecz biometanu utworzone między Komisją Europejską, państwami członkowskimi Unii Europejskiej oraz przedsiębiorcami.

z wytwarzaniem biometanu. Przykładowo EBA szacuje, że koszty wytwarzania biometanu wahają się między 55 euro/MWh do 110 euro/MWh[3)]. Natomiast Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej IRENA szacuje, że koszty oscylują między 0,22 USD a 0,50 USD za m^3 biometanu[4)].

W § 2 projektu rozporządzenia określono, że rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 7 dni od dnia ogłoszenia w Dzienniku Ustaw. Skrócenie *vacatio legis* do 7 dni jest niezbędne, ponieważ przepisy ustawy regulujące system wsparcia dla biometanu obowiązują od dnia 1 października 2023 r., a do korzystania z tego systemu niezbędna jest cena referencyjna określona w niniejszym projekcie. Szybsze wejście w życie rozporządzenia jest zatem rozwiązaniem jednoznacznie korzystnym dla adresatów przepisów.

Ponieważ program wsparcia, o którym mowa w art. 83l ust. 1 i 2 ustawy, spełnia warunki ustanowione w rozporządzeniu 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 (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1), 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.

[3)] EBA Statistical Report 2022 r.

[4)] IRENA newsroom.

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie ceny referencyjnej biometanu **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** Paulina Hennig-Kloska – Minister Klimatu i Środowiska **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu**	**Data sporządzenia** …… **Źródło:** Delegacja ustawowa na podstawie art. 83o ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z …. r. poz. ….) **Nr w wykazie prac RM**

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, cenę referencyjną biometanu w złotych za 1 MWh, oddzielnie dla instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu wytworzonego z biogazu lub z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego oraz biometanu z biogazu rolniczego, zwaną „ceną referencyjną”.

Wskazana delegacja do wydania rozporządzenia została zmieniona ustawą ……..(Dz. U. poz. …). Procedowanie niniejszego projektu jest konieczne z uwagi na fakt, że obecnie funkcjonujące rozporządzenie w swej treści nie uwzględnia ceny referencyjnej biometanu wyrażonej w złotych za 1 MWh, który byłby wytworzony z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego.

Określenie ceny referencyjnej jest niezbędne dla zapewnienia zrównoważonego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce. Informacje dotyczące ceny referencyjnej są ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na realizację w długoterminowej perspektywie czasu w oparciu o system wsparcia operacyjnego (feed-in-premium).

Z uwagi na fakt, że upoważnienie zawarte w art. 83o ustawy o odnawialnych źródłach energii jest obligatoryjne, nie jest możliwe rozwiązanie omówionego problemu w sposób inny niż przez podjęcie działań legislacyjnych i wydanie rozporządzenia.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Rekomenduje się wydanie rozporządzenia określającego maksymalną cenę, wyrażoną w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać sprzedany przez wytwórców biometan, określoną oddzielnie dla wytwórcy biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z biogazu, w tym z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego oraz biometanu z biogazu rolniczego.

Wysokość ceny referencyjnej to poziom ceny ustalony jako optymalny, zgodny z przewidywanymi kosztami budowy i eksploatacji instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z biogazu, w tym z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego oraz biometanu z biogazu rolniczego.

Cena referencyjna służy do określenia maksymalnego poziomu wsparcia, jakie może zostać udzielone podmiotowi będącemu wytwórcą biometanu, który przystępuje do mechanizmu wsparcia, o którym mowa w art. 83l ust. 1 i 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

Wskazana wartość ceny referencyjnej określonej oddzielnie dla instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z biogazu, w tym z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego i oddzielnie dla instalacji służącej do wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego ma na celu ułatwienie podejmowania przez

przedsiębiorców decyzji inwestycyjnych w zakresie wytwarzania biometanu.

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 przez tworzenie nowych miejsc pracy.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Konstrukcja systemu wsparcia dla wytwarzania 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.

Niezależnie od powyższego warto przeanalizować mechanizmy wsparcia rozwoju biometanu funkcjonujące w poszczególnych krajach UE. W praktyce stosowane są różne instrumenty wsparcia, które generalnie można zestawić w trzech grupach:

1) instrumenty ukierunkowane na wsparcie produkcji: feed-in-premium, feed-in-tariff, aukcje (przetargi), wsparcie inwestycyjne (capex support) oraz kontrakty różnicowe;
2) zachęty po stronie popytu: EU ETS, cele w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, zachęty podatkowe, obowiązek wykorzystania biometanu w określonym sektorze energii (np. transport);
3) wsparcie pośrednie: zachęty finansowe lub obowiązki w zakresie utylizacji surowców, które mogą być wykorzystywane w instalacjach do wytwarzania biometanu.

Mimo zróżnicowanych form potencjalnego wsparcia aktualnie najpowszechniej stosowane są instrumenty ukierunkowane na bezpośrednie wsparcie produkcji, ze szczególnym uwzględnieniem wykorzystania elementu przetargowego jako wyznacznika konkurencyjnego poziomu wsparcia dla inwestora.

W UE powszechnie stosowane są taryfy gwarantowane (feed-in-tariff), które po raz pierwszy na rzecz biometanu wprowadzane były w Niemczech (od 2004 r.), we Francji (2011–2020), w Dani (2012–2019), we Włoszech, w Austrii oraz w Finlandii. Przykładowo poziom wsparcia w ramach tego instrumentu we Francji, skierowanego przede wszystkim do mniejszych instalacji i zróżnicowanego, w zależności od ich wielkości wynosi od 60 euro/MWh do 139 euro/MWh (w kolejnych latach planowane jest obniżanie poziomu wsparcia do maksymalnie 80 euro w 2028 r.). W Danii wsparcie wynosi ok. 0,6 euro za m^3 biometanu wprowadzonego do sieci gazowej. Co ciekawe, obecnie w obu krajach wysokość premii gwarantowanej ustalana jest w ramach systemu przetargowego. Premia gwarantowana występuje również w Niemczech (od 2004 r.).

Z kolei mechanizm wsparcia w postaci feed-in-premium występuje m.in. w Estonii, gdzie wsparcie skierowane jest do wytwórców oferujących biometan dla sektora transportowego, a wsparcie wynosi 100 euro/MWh i jest pomniejszone o średnią cenę gazu ziemnego wyznaczoną w miesiącu poprzedzającym transakcję (Baltic spot). We Włoszech od 2022 r. obowiązuje rozwiązanie w ramach feed-in-premium, które zostało skierowane do instalacji o mocy powyżej 1 MWe, w ramach którego poziom wsparcia wytwórcy zależy od ceny referencyjnej, średniomiesięcznej ceny gazu ziemnego oraz aktualnej ceny gwarancji pochodzenia. Natomiast w Holandii, gdzie wprowadzono system feed-in-premium dla biometanu wprowadzanego do sieci gazowej w 2011 r., poziom wsparcia uzależniono od rodzaju surowców wykorzystanych do wytworzenia biometanu oraz zaraportowanej (potwierdzonej niezależnym audytem) wielkości redukcji emisji gazów cieplarnianych.

W obu ww. systemach wsparcia w celu ograniczenia kosztów funkcjonowania systemu stosowane są coraz powszechniej systemy przetargowe, w których dopłaty przydzielane są tym wytwórcom, którzy zadeklarują najniższy poziom kosztów wymagających pokrycia.

Takie podejście pozwala uniknąć sytuacji, w której poziom taryf gwarantowanych i premii gwarantowanych opiera się na szacunkach zwykle obliczanych przez agencje rządowe, które mają utrudnioną ocenę rzeczywistych warunków rynkowych, a także mogą być narażone na ryzyko wpływu politycznego lub lobbingu na wartość niektórych parametrów służących do obliczania poziomu wsparcia.

Instrumenty bezpośredniego wsparcia produkcji biometanu zapewniają poczucie przewidywalności i opłacalności inwestycji zarówno dla deweloperów jak i producentów biometanu, dlatego są szczególnie popularne na wschodzących rynkach biometanu.

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	Przedsiębiorcy zainteresowani przystąpieniem do aukcyjnego systemu wparcia dedykowanego dla wytwarzania biometanu. Informacje dotyczące wysokości ceny referencyjnej biometanu 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 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) Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej,
2) Instytut Energetyki Odnawialnej,
3) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
4) Instytut Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy,
5) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
6) Izba Gospodarcza Gazownictwa,
7) Krajowa Izba Gospodarcza,
8) Polska Izba Biomasy,
9) Polska Izba Gospodarcza Ekorozwój,
10) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,
11) Polska Platforma LNG i BIOLNG,
12) Polskie Stowarzyszenie Biometanu,
13) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
14) Polskie Towarzystwo Gospodarcze,

15) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
16) Stowarzyszenie Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
17) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
18) Stowarzyszenie Zielony Gaz Dla Klimatu,
19) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
20) Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa,
2) Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy,
3) Młodzieżowa Rada Klimatyczna,
4) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej,
5) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
6) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
7) 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 dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (21 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.

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 wymagał zaopiniowania przez Radę Dialogu Społecznego.

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 35 ust. 2 pkt 2 ustawy z dnia 24 kwietnia 2003 r. o działalności pożytku publicznego i o wolontariacie, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Działalności Pożytku Publicznego.

Projekt nie podlega opiniowaniu Prezesa Urzędu Ochrony Danych Osobowych, gdyż zgodnie z art. 51 ustawy z dnia 10 maja 2018 r. o ochronie danych osobowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1781) nie dotyczy danych osobowych.

Projekt rozporządzenia nie wymagał 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, najpóźniej z dniem przekazania projektu na kolejny etap prac legislacyjnych.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z …… r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
								7	8	9	10	*Łącznie (0-10)*
Dochody ogółem								**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
budżet państwa								0	0	0	0	0
JST								0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)								0	0	0	0	0
Wydatki ogółem								**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
budżet państwa								0	0	0	0	0
JST								0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)								0	0	0	0	0
Saldo ogółem								**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
budżet państwa								0	0	0	0	0
JST								0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)								0	0	0	0	0

Źródła finansowania	Projekt rozporządzenia nie powoduje skutków finansowych dla jednostek sektora finansów publicznych, w tym budżetu państwa i budżetów jednostek samorządu terytorialnego, polegających na zwiększeniu wydatków lub zmniejszeniu dochodów tych jednostek w stosunku do wielkości wynikających z obowiązujących przepisów. Z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia dla wytwarzania biometanu z odnawialnych źródeł energii jego finansowanie nie obciąża sektora finansów publicznych. Regulacja ma charakter wtórny wobec ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Wpływ wprowadzenia proponowanych rozwiązań na dochody i wydatki budżetu państwa został opisany w ocenie skutków regulacji do przedmiotowej ustawy.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Rozporządzenie określa wysokość ceny referencyjnej, która jest kluczowym elementem systemu wsparcia dla wytwarzania 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	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 oraz osoby starsze	0	0	0	0	0	0	0
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.						
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	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		Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, określa jedynie wysokość ceny referencyjnej w aukcji biometanu.						

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 z dnia 20 lutego 2015 r. 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: bezpieczeństwo energetyczny, rozwój odnawialnych źródeł energii	☐ informatyzacja ☐ zdrowie
Omówienie wpływu		

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia. Projektowana regulacja będzie obowiązywała dopóki zmiany kosztów prowadzenia działalności polegającej na wytwarzaniu biometanu z biogazu, w tym z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego albo z biogazu rolniczego nie będą wymagać zmiany wysokości ustalonej ceny referencyjnej.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Przyjęte regulacje 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

R A D Y M I N I S T R Ó W

z dnia

w sprawie maksymalnych ilości i wartości biometanu, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji biometanu

Na podstawie art. 83u ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z …… r. poz. …) zarządza się, co następuje:

§ 1. W 202X r. maksymalna ilość biometanu, która może zostać sprzedana w drodze aukcji biometanu, o której mowa w art. 69a ust. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „ustawą”, wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej:

1) mniejszej niż 2 MW wynosi …….. m^3, a jego wartość wynosi …… zł;
2) nie mniejszej niż 2 MW wynosi …….. m^3, a jego wartość wynosi …… zł.

§ 2. W 202X+1 r. maksymalna ilość biometanu, która może zostać sprzedana w drodze aukcji biometanu, o której mowa w art. 69a ust. 2 pkt 2 ustawy, wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej:

1) mniejszej niż 2 MW wynosi …….. m^3, a jego wartość wynosi …… zł;
2) nie mniejszej niż 2 MW wynosi …….. m^3, a jego wartość wynosi …… zł.

§ 3. W 202X+2 r. maksymalna ilość biometanu, która może zostać sprzedana w drodze aukcji biometanu, o której mowa w art. 69a ust. 2 pkt 2 ustawy, w 202X+2 r. wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej:

1) mniejszej niż 2 MW wynosi …….. m^3, a jego wartość wynosi …… zł;
2) nie mniejszej niż 2 MW wynosi …….. m^3, a jego wartość wynosi …… zł.

§ 4. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

PREZES RADY MINISTRÓW

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie maksymalnych ilości i wartości biometanu, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji biometanu stanowi realizację delegacji ustawowej zawartej w projektowanym art. 83u ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z ….. r. poz. ……), zwanej dalej „ustawą”, która nakłada na Radę Ministrów obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia, maksymalnych ilości i wartości biometanu, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji biometanu w kolejnych trzech latach.

Celem wydania projektowanego rozporządzenia Rady Ministrów jest określenie ilości i wartości biometanu, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji biometanu w kolejnych trzech latach.

W związku z wydarzeniami geopolitycznymi i gospodarczymi 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, z późn. zm) oraz dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającej dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylające dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L 2023/2413 z 31.10.2023 r.).

Powyższe oznacza, iż dla osiągnięcia stosownych poziomów udziału biometanu ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. w całej Unii Europejskiej, należy zbudować fundament dla inwestorów poprzez zaprojektowanie odpowiednich poziomów energii przeznaczonej do sprzedaży w ramach aukcji.

Wydanie niniejszego rozporządzenia umożliwia przeprowadzenie aukcji biometanu w trzech kolejnych latach, tworząc długoterminowy harmonogram udzielania wsparcia wytwórcom biometanu w instalacjach OZE w ramach mechanizmu aukcyjnego. Ma to na celu stworzenie przewidywalnych ram rozwoju sektora biometanu oraz zapewnienie stabilnej perspektywy inwestycyjnej.

Szczegółowe informacje dotyczące przyjętych parametrów

W związku z powyższym, w trzech kolejnych latach planowana jest sprzedaż, w drodze „aukcji biometanu", biometanu wytworzonego w instalacjach OZE:

1. o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 2 MW;
2. o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej równej albo nie mniejszej niż 2 MW.

ROK	Moc zainstalowana elektryczna	Ilość biometanu (m^3)	Wartość biometanu (zł)
x	< 2 MW	…	…
x	≥ 2 MW	…	…
x+1	< 2MW	…	…
x+1	≥ 2 MW	…	…
x+2	< 2 MW	…	…
x+2	≥ 2MW	…	…

Łączny szacowany wolumen biometanu przeznaczony do sprzedaży w trakcie aukcji w trzech kolejnych latach wynosi 300 000 000 m^3. Łączna maksymalna wartość ww. wolumenów (stanowiąca iloczyn wolumenów oraz wartości cen referencyjnych biometanu sprzedawanego w systemie aukcyjnym) wynosi …… zł.

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 oraz z 2004 r. poz. 597).

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 dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej i wpływa w następujący sposób …/nie wpływa na działalność mikro przedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców.

Nazwa projektu Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie maksymalnych ilości i wartości biometanu, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji biometanu **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** Paulina Hennig-Kloska – Minister Klimatu i Środowiska **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu** ……..	**Data sporządzenia** ……. **Źródło:** Delegacja ustawowa na podstawie art. 83u ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii **Nr w wykazie prac RM**

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Niniejsze rozporządzenie stanowi realizację delegacji ustawowej zawartej w art. 83u ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zgodnie z którą Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, maksymalne ilości i wartości biometanu, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji biometanu w kolejnych trzech latach.

Bez określenia ilości i wartości biometanu, który może zostać sprzedany w drodze aukcji w kolejnych trzech latach nie będzie możliwości przeprowadzenia aukcji biometanu, tym samym nie byłby zapewniony pełny wachlarz wsparcia operacyjnego dla potencjalnych wytwórców biometanu. Bez wskazania ww. maksymalnych ilości i wartości dalszy zrównoważony rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce byłby zahamowany.

Brak rozporządzenia uniemożliwia kontynuację trendu wzrostowego rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii w sektorze elektroenergetycznym, niezbędną 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.

Z uwagi na fakt, że upoważnienie jest obligatoryjne, nie jest możliwe zaadresowanie omówionego problemu w sposób inny niż przez podjęcie działań legislacyjnych i wydanie rozporządzenia.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

W celu wykonania upoważnienia ustawowego i umożliwienia przeprowadzenia aukcji sprzedaży biometanu wytworzonego w instalacjach OZE przez jednoczesne opublikowanie długoterminowego harmonogramu wsparcia w ramach tego mechanizmu, rekomenduje się wydanie przedmiotowego rozporządzenia określającego maksymalną cenę, wyrażoną w złotych za 1 m^3, za jaką w ramach systemu aukcyjnego może zostać sprzedany przez wytwórców biometan, określoną z uwzględnieniem „koszyków aukcyjnych”, tj. oddzielnie dla wytwórcy biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z biogazu oraz z biogazu rolniczego, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 2 MW i o mocy zainstalowanej elektrycznej równej albo nie mniejszej niż 2 MW.

Wysokość ceny referencyjnej w aukcji biometanu to maksymalny poziom ceny ustalony jako optymalny, zgodny z przewidywanymi kosztami budowy i eksploatacji instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z biogazu oraz biometanu z biogazu rolniczego.

Cena referencyjna w aukcji biometanu służy do określenia maksymalnego poziomu wsparcia, jakie może zostać udzielone podmiotowi będącemu wytwórcą biometanu, który przystępuje do mechanizmu wsparcia, o którym mowa w art. 83t ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

Wskazana wartość ceny referencyjnej w aukcji biometanu określonej oddzielnie dla instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, ma na celu ułatwienie podejmowania przez przedsiębiorców decyzji inwestycyjnych w zakresie wytwarzania biometanu.

Ponadto, biorąc pod uwagę fakt, wydawane jest po raz pierwszy, pełni szczególną rolę z punktu widzenia sygnałów rynkowych dla potencjalnych inwestorów zainteresowanych rozwojem sektora biometanu w kraju. Przyjęte rozwiązanie stworzy przewidywalne ramy rozwoju sektora OZE - biometan oraz zapewni stabilną perspektywę inwestycyjną.

Dodatkowo, w opinii projektodawcy, zaproponowane wartości ceny referencyjnej w aukcji biometanu, 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 przeprowadzeniem analizy danych pozyskanych od partnerów społecznych, zawierających informacje w zakresie poziomu kosztów inwestycyjnych oraz operacyjnych związanych z prowadzeniem działalności gospodarczej w zakresie biometanu. Ponadto, mając na uwadze fakt, iż biogaz (w tym biogaz rolniczy) wykorzystywany do wytworzenia biometanu będzie wytwarzany w instalacjach odnawialnych źródeł energii takich samych jak instalacje odnawialnego źródła energii służące do wytwarzania biogazu na potrzeby kogeneracji do sporządzenia obliczeń wysokości cen referencyjnych wykorzystano część założeń wykorzystanych przy pracach nad rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 8 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, okresów obowiązujących wytwórców, którzy w danym roku wygrali aukcje oraz referencyjnych wolumenów sprzedaży energii elektrycznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 2440) – szczegółowe informacje dotyczące przyjętych założeń znajdują się w uzasadnieniu do projektu przedmiotowego rozporządzenia.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Konstrukcja aukcyjnego systemu wsparcia dla wytwarzania biometanu z odnawialnych źródeł energii i sposób ich przeprowadzania należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce mechanizmu wsparcia oraz jego indywidualne cechy (w tym wytwarzanie biometanu z biogazu rolniczego), 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	Przedsiębiorcy zainteresowani przystąpieniem do aukcyjnego systemu wparcia dedykowanego dla wytwarzania biometanu. Informacje dotyczące maksymalnej ilości i wartości biometanu, który może zostać sprzedany w aukcji biometanu 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 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 oraz z 2024 r. poz. 1535) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2024 r., poz. 806), 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. Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej,
2. Instytut Energetyki Odnawialnej,
3. Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
4. Instytut Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy,
5. Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
6. Izba Gospodarcza Gazownictwa,
7. Krajowa Izba Gospodarcza,
8. Polska Izba Biomasy,
9. Polska Izba Gospodarcza Ekorozwój,
10. Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,
11. Polska Platforma LNG i BIOLNG,
12. Polskie Stowarzyszenie Biometanu,
13. Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
14. Polskie Towarzystwo Gospodarcze,
15. Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
16. Stowarzyszenie Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
17. Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
18. Stowarzyszenie Zielony Gaz Dla Klimatu,
19. Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
20. Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1. Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa,
2. Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy,
3. Młodzieżowa Rada Klimatyczna,
4. Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej,
5. Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
7. 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 dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (21 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.
7. Polskie Towarzystwo Gospodarcze.

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 2024 r. poz. 949).

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 Radę Dialogu Społecznego.

Projekt dotyczy/nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 35 ust. 2 pkt 2 ustawy z dnia 24 kwietnia 2003 r. o działalności pożytku publicznego i o wolontariacie, wobec czego wymaga/nie wymaga zaopiniowania przez Radę Działalności Pożytku Publicznego i zostanie przekazany do niej w celu wyrażenia opinii w terminie 30 dni.

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 konsultacji zawierającym zestawienie przedstawionych stanowisk lub opinii i odniesienie się do nich przez organ wnioskujący, udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny najpóźniej z dniem przekazania projektu na kolejny etap prac legislacyjnych.

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	Projekt rozporządzenia nie powoduje skutków finansowych dla jednostek sektora finansów publicznych, w tym budżetu państwa i budżetów jednostek samorządu terytorialnego, polegających na zwiększeniu wydatków lub zmniejszeniu dochodów tych jednostek w stosunku do wielkości wynikających z obowiązujących przepisów. Z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia dla wytwarzania biometanu z odnawialnych źródeł energii jego finansowanie nie obciąża sektora finansów publicznych. Regulacja ma charakter wtórny wobec ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Wpływ wprowadzenia proponowanych rozwiązań na dochody i wydatki budżetu państwa został opisany w ocenie skutków regulacji do przedmiotowej ustawy.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Rozporządzenie określa maksymalną ilość oraz cenę biometanu, która jest kluczowym elementem systemu wsparcia dla wytwarzania 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	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 oraz osoby starsze	0	0	0	0	0	0	0
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa maksymalną ilość i wartość biometanu, jaki może zostać sprzedany w drodze aukcji biometanu.						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa maksymalną ilość i wartość biometanu, jaki może zostać sprzedany w drodze aukcji biometanu.						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa maksymalną ilość i wartość biometanu, jaki może zostać sprzedany w drodze aukcji biometanu.						
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa maksymalną ilość i wartość biometanu, jaki może zostać sprzedany w drodze aukcji biometanu.						
Niemierzalne		Brak wpływu.						
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, określa jedynie maksymalne ilości i wartości biometanu, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji biometanu w kolejnych trzech latach						

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 z dnia 20 lutego 2015 r. 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
☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☒ inne: bezpieczeństwo energetyczne, odnawialne źródła energii	

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 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 ceny referencyjnej w aukcji biometanu

Na podstawie art. 83v ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z …. r. poz. ……..) zarządza się, co następuje:

§ 1. Cena referencyjna w aukcji biometanu, o której mowa w art. 83t ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, dla biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej:

1) mniejszej niż 2 MW – wynosi …. złotych za 1 MWh;
2) nie mniejszej niż 2 MW – wynosi …. 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 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 25 lipca 2025 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 995).

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia stanowi realizację delegacji ustawowej zawartej w art. 83v ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z …. r. poz. ….), zwanej dalej „ustawą”, która nakłada na ministra właściwego do spraw klimatu obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia, ceny referencyjnej w aukcji biometanu wyrażonej w złotych za 1 MWh, oddzielnie dla instalacji odnawialnego źródła energii o mocy mniejszej niż 2 MW oraz nie mniejszej niż 2 MW, służącej do wytwarzania biometanu z biogazu oraz biometanu z biogazu rolniczego.

W związku z wydarzeniami geopolitycznymi i gospodarczymi Komisja Europejska wyraźnie zaznaczyła, że biometan zajmuje istotne miejsce w transformacji energetycznej państw członkowskich. Opracowany w 2022 r. plan REPowerEU, uwzględnia zwiększony do 35 mld m3 rocznie w 2030 r. cel produkcji biometanu, co ma istotne znaczenie w kontekście zmniejszenia poziomu zależności w obszarze importu surowców energetycznych z Rosji.

Kolejnym celem przeprowadzanej transformacji energetycznej jest stymulacja wzrostu gospodarczego i zwiększenie konkurencyjności europejskiej gospodarki na arenie międzynarodowej.

W kontekście powyższego, oraz mając na względzie wysoki poziom kosztów inwestycyjnych, rozwój sektora biometanu można przyspieszyć przez zapewnienie stabilnych ram prawnych oraz wdrożenie skutecznych systemów wsparcia, które zapewnią inwestorom zwrot z inwestycji w perspektywie średniookresowej.

Z uwagi na różnice pomiędzy ceną 1 MWh gazu ziemnego notowaną na Towarowej Giełdzie Energii, a ceną wytworzenia 1 MWh biometanu, określenie ceny referencyjnej w aukcji biometanu przez Ministra Klimatu i Środowiska będzie punktem odniesienia pozwalającym na realne ulokowanie biznesplanów inwestycyjnych w czasie.

Z drugiej strony, ustalenie ceny referencyjnej w aukcji biometanu pełni funkcję zabezpieczającą przed udzieleniem zbyt dużego wsparcia, które mogłoby się przełożyć na wzrost obciążenia odbiorców końcowych energii elektrycznej.

W procesie określenia poziomu ceny referencyjnej uwzględniono następujące przesłanki:

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 oraz koszty pozyskania kapitału przez wytwórcę;
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.

W celu mobilizacji wytwórców do optymalizacji kosztów oraz maksymalizacji wykorzystania dostępnych zasobów w procesie określania wysokości ceny referencyjnej w aukcji biometanu działano zgodnie z zasadą wspierania instalacji zoptymalizowanych efektywnościowo i kosztowo. W kontekście powyższych kryteriów na potrzeby wyznaczenia wartości cen referencyjnych dla biometanu przyjęto poniższe szczegółowe założenia:

1. Wolumen sprzedaży biometanu do sieci [MWh/rok]

Określając ilość biometanu, jaką instalacja o referencyjnej wielkości stanowiącej równoważnik 1 MWe wprowadzi do sieci gazowej w trakcie roku, przyjęto założenie dotyczące:

1) sprawności instalacji służącej do wytwarzania biogazu oraz instalacji służącej do oczyszczania biogazu do jakości biometanu (na poziomie 85 %), która uwzględnia potrzebę przeprowadzenia okresowych remontów lub wyłączeń serwisowych, jak również uwzględnia ryzyko braku spełnienia parametrów jakościowych biogazu, co uniemożliwi wprowadzenie paliwa gazowego do sieci; uwzględnienie ww. elementów powoduje, że sprawność instalacji służącej do wytwarzania biometanu jest nieco niższa niż sprawność analogicznej jednostki do wytwarzania biogazu w celu produkcji energii elektrycznej, z uwagi na ryzyka związane z brakiem możliwości wprowadzenia do sieci gazowej biometanu, który nie spełnia wymagań w zakresie parametrów jakościowych;

2) wykorzystania wytworzonego biogazu na potrzeby funkcjonowania biogazowni związanego z produkcją energii cieplnej i ewentualnie elektrycznej na poziomie ok. 10%.

Przyjęte powyżej założenia oznaczają, że referencyjna instalacja wytwarzania biometanu o mocy stanowiącej równoważnik 1 MWe, która teoretycznie powinna wytworzyć ok. 2,2 mln m3 biometanu, biorąc pod uwagę sprawność instalacji biogazu oraz konieczność przeznaczenia części wytworzonego biogazu na potrzeby własne, efektywnie wprowadzi do sieci gazowej ok. 1 650 tys. m3 biometanu, co stanowi równowartość ok. 16 tys. MWh/rok energii zawartej w paliwie gazowym.

2. Koszty inwestycyjne

Koszty związane z realizacją inwestycji w zakresie wytwarzania biometanu obejmują w szczególności koszty:

1) infrastruktury ogólnej instalacji, do których zaliczyć należy m.in. zakup i zagospodarowanie działki pod inwestycje, utwardzenie terenu, przygotowanie ciągów komunikacyjnych oraz doprowadzenie mediów;
2) instalacji biogazowej, w skład której wchodzą następujące elementy: zbiorniki na substrat oraz masę pofermentacyjną, komory fermentacyjne wraz z niezbędnym systemem załadunku i rozładunku, kocioł grzewczy oraz trafostacja – wytwarzające lub pozyskujące energię na potrzeby własne instalacji;
3) modułu oczyszczania, które co do zasady zależą od wybranej technologii oczyszczania biogazu, przy czym najpowszechniej aktualnie stosowaną jest separacja membranowa wykorzystująca instalacje i urządzenia odpowiedzialne za przygotowanie biogazu do procesu właściwego oczyszczenia (schłodzenie, odwodnienie, usunięcie siarkowodoru, merkaptanów, amoniaku, siloksanów i lotnych związków organicznych), sprężarki zapewniające wymagane dla procesu ciśnienie, system membran służących do separacji dwutlenku węgla oraz pozostałości innych zanieczyszczeń;
4) infrastruktury służącej do zatłaczania biometanu do sieci gazowej, na które składa się sfinansowanie stacji redukcyjno-pomiarowej wraz z urządzeniami kontrolno-pomiarowymi, doprowadzenia sieci gazowej do miejsca przyłączenia oraz instalacji rewersyjnej (umożliwiającej zawrócenie biometanu w przypadku braku spełniania parametrów jakościowych), itp.

W trakcie konsultacji projektu rozporządzenia przedstawiciele sektora przedstawiali koszty inwestycji dla instalacji biometanu, których rozpiętość waha się od ……. mln do ……. mln zł.

Do wyliczenia ceny referencyjnej dla biometanu ostatecznie przyjęto średni koszt inwestycji na poziomie 33 mln złotych, nie różnicując tego kosztu w zależności od tego, czy biometan jest wytworzony z biogazu czy z biogazu rolniczego.

3. Koszt paliwa pierwotnego

Pozycja obejmuje koszty zakupu i dostaw surowców do wytwarzania biogazu lub biogazu rolniczego na potrzeby instalacji do wytwarzania biometanu.

W przypadku wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego (dot. wytwórców prowadzących działalność gospodarczą w oparciu o wpis do rejestru wytwórców biogazu rolniczego prowadzonego przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa), koszt paliwa pierwotnego określono z uwzględnieniem ceny określonej w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 8 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje oraz referencyjnych wolumenów sprzedaży energii elektrycznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 2440), zwanym dalej „rozporządzeniem z 2023 r.", dla instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i nie większej niż 2 MW oraz oddzielnie dla instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej lub równej 2 MW, wykorzystującej wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wraz z uwzględnieniem jej waloryzacji o 6,5 %.

Natomiast w przypadku wytwarzania biometanu z biogazu (dot. wytwórców prowadzących działalność gospodarczą w oparciu o wpis do rejestru wytwórców biogazu prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki) założono, że biometan wytwarzany będzie co najmniej w połowie (50 %) z analogicznych surowców jak w przypadku instalacji biogazu rolniczego. Powyższe założenie wynika z wymogów, jakim podlega biometan w zakresie spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju, ze szczególnym uwzględnieniem ograniczenia emisji gazów cieplarnianych dla tego rodzaju paliwa gazowego, które preferuje surowce odpadowe i pozostałości ze szczególnym uwzględnieniem źródeł rolniczych.

Uwzględniając powyższe założenia, do wyliczenia ceny referencyjnej dla biometanu przyjęto koszt surowców na poziomie …… tys. zł rocznie dla biogazu rolniczego, oraz …….. tys. zł rocznie w przypadku biometanu wytworzonego z biogazu.

Powyższe założenie potwierdzają dane statystyczne dotyczące źródeł surowców, z jakich wytwarzany jest biometan w krajach Unii Europejskiej. Zgodnie z analizami prowadzonymi

przez EBA[1)] widoczny jest trend, zgodnie z którym kluczowymi surowcami dla nowopowstających instalacji biometanu są przede wszystkim pozostałości sektora rolnego i rolno-spożywczego, obornik i gnojowica (udział ww. surowców przekracza 80 %), następnie niewielkie ilości biodegradowalnych odpadów komunalnych, osadów ściekowych oraz organicznych odpadów przemysłowych. Natomiast wśród instalacji wytwarzania biometanu zrzeszonych w ww. organizacji od 2017 r. występował zmniejszający się trend wykorzystania roślin energetycznych, np. kiszonki kukurydzy, a od roku 2020 nowe instalacje deklarują całkowitą rezygnację z tego surowca.

4. Pozostałe koszty operacyjne (OPEX)

Pozostałe koszty operacyjne w przypadku instalacji zajmujących się wytwarzaniem biometanu obejmują takie pozycje, jak: utrzymanie urządzeń technologicznych odpowiedzialnych za wytwarzanie biogazu przed jego uzdatnieniem, konserwacja i serwis urządzeń służących do oczyszczania biogazu, utrzymanie przyłącza gazowego (w tym koszty monitorowania jakości biometanu wprowadzanego do sieci gazowej), koszty związane z pofermentem (badania jakości, wywóz, itp.), wynagrodzenia pracowników, usługi obce (obsługa księgowa, ubezpieczenia, itp.), podatki i opłaty (w tym podatek od nieruchomości).

Poszczególne pozycje kosztów są zróżnicowane w zależności od rodzaju zastosowanej instalacji do oczyszczania biogazu, przy czym najpopularniejsze na rynku w 2021 r. zgodnie z danymi EBA są: separacja membranowa (zdecydowana większość projektów – 39 % ogółu rynku), płuczka wodna (22 %), absorpcja chemiczna (18 %) i adsorpcja zmiennociśnieniowa (12 %), absorpcja fizyczna i separacja kriogeniczna (po ok. 1 % udziału w rynku), ponieważ wybór technologii ma decydujące znaczenie dla rodzajów i poziomu kosztów operacyjnych.

Na potrzeby wyliczenia ceny referencyjnej biometanu wytworzonego z biogazu oraz z biogazu rolniczego przyjęto wysokość pozostałych kosztów operacyjnych na poziomie ……. mln zł rocznie.

5. Dodatkowe założenia

Na potrzeby wyznaczenia ceny referencyjnej biometanu wytworzonego z biogazu lub z biogazu rolniczego założono ponadto:

1) wartość rezydualną instalacji po okresie wsparcia na poziomie 10 % kosztów inwestycji;
2) stopę dyskontową realną – 6,5 %;

[1)] EBA Statistical Report 2022 r. – Opracowany przez EBA(https://www.europeanbiogas.eu/__trashed-3/).

3) piętnastoletnią amortyzację podatkową;
4) podatek dochodowy (CIT) – 19 %;
5) poziom inflacji: 2024 r. – ….. %, 2025 r. – ….. %, a w kolejnych latach …..%;
6) 20-letni okres wsparcia.

W § 1 projektu określono wartości cen referencyjnych w aukcji biometanu dla instalacji odnawialnego źródła energii, służących do wytwarzania biometanu z biogazu lub z biogazu rolniczego. Wartości wyrażone w złotych za 1 MWh zostały określone odrębnie dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 2 MW i o mocy zainstalowanej elektrycznej większej bądź równiej 2 MW.

W § 2 projektu rozporządzenia określono, że rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia w Dzienniku Ustaw.

Ponieważ program wsparcia, o którym mowa w art. 83t ust. 2 ustawy, spełnia warunki ustanowione w rozporządzeniu 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 (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1), jest wyłączony 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.

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie ceny referencyjnej w aukcji biometanu **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** Paulina Hennig- Kloska – Minister Klimatu i Środowiska **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu**	**Data sporządzenia** …… **Źródło:** art. 83v ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z …. r. poz. …….) **Nr w wykazie prac RM**

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Niniejsze rozporządzenie stanowi realizację delegacji ustawowej zawartej w art. 83v ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z …. r. poz. …..), zgodnie z którą minister do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, cenę referencyjną w aukcji biometanu wyrażoną w złotych za 1 MWh, oddzielnie dla instalacji odnawialnego źródła energii o mocy mniejszej niż 2 MW oraz nie mniejszej niż 2 MW, służącej do wytwarzania biometanu z biogazu oraz biometanu z biogazu rolniczego, zwaną „ceną referencyjną w aukcji biometanu".

Brak określenia ceny referencyjnej w aukcji biometanu uniemożliwia zapewnienie pełnego wachlarza wsparcia operacyjnego dla wytwórców biometanu, co może przełożyć się na spowolnienie dalszego zrównoważonego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce. Brak informacji dotyczących ceny referencyjnej w aukcji biometanu jest stanem niepożądanym, ponieważ taki stan nie pozwala inwestorom na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na realizację w oparciu o funkcjonowanie w długoterminowej perspektywie czasu w oparciu o aukcyjny system wsparcia operacyjnego.

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 w ramach systemu aukcyjnego może zostać sprzedany przez wytwórców biometan, określoną z uwzględnieniem „koszyków aukcyjnych" oddzielnie dla instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 2 MW i o mocy zainstalowanej elektrycznej większej bądź równiej 2 MW, służących do wytwarzania biometanu z biogazu oraz z biogazu rolniczego.

Wysokość ceny referencyjnej w aukcji biometanu to maksymalny poziom ceny ustalony jako optymalny, zgodny z przewidywanymi kosztami budowy i eksploatacji instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z biogazu oraz biometanu z biogazu rolniczego.

Cena referencyjna w aukcji biometanu służy do określenia maksymalnego poziomu wsparcia, jakie może zostać udzielone podmiotowi będącemu wytwórcą biometanu, który przystępuje do mechanizmu wsparcia, o którym mowa w art. 83t ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

Wskazana wartość ceny referencyjnej w aukcji biometanu określonej oddzielnie dla instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z biogazu, w zależności od łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej, ma na celu ułatwienie podejmowania przez przedsiębiorców

decyzji inwestycyjnych w zakresie wytwarzania biometanu.

Biorąc pod uwagę fakt, iż przedmiotowe rozporządzenie w zakresie określenia ceny referencyjnej w aukcji biometanu wydawane jest po raz pierwszy, stanowi ono ważny sygnał dla rynku, w szczególności dla potencjalnych inwestorów zainteresowanych rozwojem sektora biometanu w kraju.

Określenie ceny referencyjnej w aukcji biometanu zapewni pełny wachlarz wsparcia operacyjnego dla wytwórców biometanu, co z kolei przełoży się na dalszy zrównoważony rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce. Informacje dotyczące ceny referencyjnej w aukcji biometanu będą ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na realizację w oparciu o funkcjonowanie w długoterminowej perspektywie czasu w oparciu o aukcyjny system wsparcia operacyjnego.

Dodatkowo, w opinii projektodawcy, zaproponowane wartości ceny referencyjnej w aukcji biometanu, 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 przeprowadzeniem analizy danych pozyskanych od partnerów społecznych, zawierających informacje w zakresie poziomu kosztów inwestycyjnych oraz operacyjnych związanych z prowadzeniem działalności gospodarczej w zakresie biometanu. Ponadto, mając na uwadze fakt, iż biogaz (w tym biogaz rolniczy) wykorzystywany do wytworzenia biometanu będzie wytwarzany w instalacjach odnawialnych źródeł energii takich samych jak instalacje odnawialnego źródła energii służące do wytwarzania biogazu na potrzeby kogeneracji do sporządzenia obliczeń wysokości cen referencyjnych wykorzystano część założeń wykorzystanych przy pracach nad rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 8 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, okresów obowiązujących wytwórców, którzy w danym roku wygrali aukcje oraz referencyjnych wolumenów sprzedaży energii elektrycznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 2440) – szczegółowe informacje dotyczące przyjętych założeń znajdują się w uzasadnieniu do projektu przedmiotowego rozporządzenia.

Z uwagi na to, że upoważnienie zawarte w art. 83v ust. 3 ww. ustawy jest obligatoryjne, nie jest możliwe zaadresowanie omówionego problemu w sposób inny niż przez podjęcie działań legislacyjnych i wydanie rozporządzenia.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Konstrukcja aukcyjnego systemu wsparcia dla wytwarzania 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 (w tym wytwarzanie biometanu z biogazu rolniczego), proste porównanie z rozwiązaniami wprowadzonymi w innych krajach nie zawsze jest możliwe.

Niezależnie od powyższego, przeanalizowano niektóre mechanizmy wsparcia rozwoju biometanu funkcjonujące w poszczególnych krajach UE. W praktyce stosowane są różne instrumenty wsparcia, które generalnie można podzielić na trzy grupy:

a) instrumenty ukierunkowane na wsparcie produkcji: feed-in-premium (FIP), feed-in-tariff (FIT), aukcje (przetargi), wsparcie inwestycyjne (capex support) oraz kontrakty różnicowe;
b) zachęty po stronie popytu: EU ETS, cele w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, zachęty podatkowe, obowiązek wykorzystania biometanu w określonym sektorze energii (np. transport);

c) wsparcie pośrednie: zachęty finansowe lub obowiązki w zakresie utylizacji surowców, które mogą być wykorzystywane w instalacjach do wytwarzania biometanu.

Analizując sytuację w zakresie wsparcia dla biometanu wynika, że:

- w Danii małe bioreaktory o mocy mniejszej niż 500 kWe otrzymywały wsparcie w postaci taryfy gwarantowanej (FIT), o mocy powyżej 500 kWe wspierane były poprzez system przetargowy/aukcyjny.
- we Francji, w styczniu 2019 r. rząd francuski ogłosił zamiar odejścia od wsparcia poprzez FIT dla największych wytwórców biogazu/biometanu, jednak nie mamy aktualnej wiedzy na temat progu mocy wyrażonej w kWe, który rozgraniczałby wytwórców mogących korzystać z FIT albo z systemu aukcyjnego.
- w Holandii wsparcie udzielane jest wszystkim wytwórcom poprzez system aukcyjny niezależnie od dalszego wykorzystania biogazu w wysokosprawnej kogeneracji lub zatłoczenia go do sieci gazowej. W każdym przetargu ustalana jest maksymalna kwota. Przetarg SDE + Wiosna 2020 był podzielony na 3 etapy, z których każdy miał zdefiniowaną maksymalną kwotę oferty. Pierwsza faza została otwarta z maksymalną kwotą 49 EUR/MWh, następna faza 2 (maksymalnie 56 EUR/MWh) i faza 3 (maksymalnie 92 EUR/MWh).

  Wsparcie dla wytwórców wyłonionych w drodze aukcji promuje wytwórców dbających o efektywność kosztową.

  Instrumenty bezpośredniego wsparcia produkcji biometanu zapewniają poczucie przewidywalności i opłacalności inwestycji, zarówno dla deweloperów jak i producentów biometanu, dlatego są szczególnie popularne na wschodzących rynkach biometanu.

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	Przedsiębiorcy zainteresowani przystąpieniem do aukcyjnego systemu wparcia dedykowanego dla wytwarzania biometanu. Informacje dotyczące wysokości ceny referencyjnej w aukcji biometanu 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 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) Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej,
2) Instytut Energetyki Odnawialnej,
3) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
4) Instytut Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy,
5) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
6) Izba Gospodarcza Gazownictwa,
7) Krajowa Izba Gospodarcza,
8) Polska Izba Biomasy,
9) Polska Izba Gospodarcza Ekorozwój,
10) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,
11) Polska Platforma LNG i BIOLNG,
12) Polskie Stowarzyszenie Biometanu,
13) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
14) Polskie Towarzystwo Gospodarcze,
15) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
16) Stowarzyszenie Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
17) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
18) Stowarzyszenie Zielony Gaz Dla Klimatu,
19) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
20) Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa,
2) Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy,
3) Młodzieżowa Rada Klimatyczna,
4) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej,
5) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
6) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
7) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców,
8) Polskie Towarzystwo Gospodarcze.

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 dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (21 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.

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 nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 35 ust. 2 pkt 2 ustawy z dnia 24 kwietnia 2003 r. o działalności pożytku publicznego i o wolontariacie, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Działalności Pożytku Publicznego.

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 zawierającym zestawienie przedstawionych stanowisk lub opinii i odniesienie się do nich przez organ wnioskujący, udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny, najpóźniej z dniem przekazania projektu na kolejny etap prac legislacyjnych.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z …… r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
								7	8	9	10	*Łącznie (0-10)*
Dochody ogółem								**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
budżet państwa								0	0	0	0	0
JST								0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)								0	0	0	0	0
Wydatki ogółem								**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
budżet państwa								0	0	0	0	0
JST								0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)								0	0	0	0	0
Saldo ogółem								**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
budżet państwa								0	0	0	0	0

JST								0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)								0	0	0	0	0

Źródła finansowania	Projekt rozporządzenia nie powoduje skutków finansowych dla jednostek sektora finansów publicznych, w tym budżetu państwa i budżetów jednostek samorządu terytorialnego, polegających na zwiększeniu wydatków lub zmniejszeniu dochodów tych jednostek w stosunku do wielkości wynikających z obowiązujących przepisów. Z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia dla wytwarzania biometanu z odnawialnych źródeł energii jego finansowanie nie obciąża sektora finansów publicznych. Regulacja ma charakter wtórny wobec ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Wpływ wprowadzenia proponowanych rozwiązań na dochody i wydatki budżetu państwa został opisany w ocenie skutków regulacji do przedmiotowej ustawy.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Rozporządzenie określa wysokość ceny referencyjnej, która jest kluczowym elementem systemu wsparcia dla wytwarzania 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	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 oraz osoby starsze	0	0	0	0	0	0	0
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	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny referencyjnej dla						

	przedsiębiorstw	biometanu.
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny referencyjnej dla biometanu.
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	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	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, określa jedynie wysokość ceny referencyjnej w aukcji biometanu.	

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 z dnia 20 lutego 2015 r. 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	☐ mienie państwowe	☐ zdrowie
	☒ inne: bezpieczeństwo	

regionalny ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	energetyczny, rozwój odnawialnych źródeł energii	
Omówienie wpływu		

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia. Projektowana regulacja będzie obowiązywała dopóki zmiany kosztów prowadzenia działalności polegającej na wytwarzaniu biometanu z biogazu lub z biogazu rolniczego nie będą wymagać zmiany wysokości ustalonej ceny referencyjnej.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Przyjęte regulacje 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

z dnia

w sprawie aukcji interwencyjnej biometanu[1)]

Na podstawie art. 83zc ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z …. r. poz. ….) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa:

1) termin ogłoszenia przez Prezesa URE aukcji interwencyjnej biometanu oraz termin otwarcia i zamknięcia tej aukcji;
2) łączną ilość i wartość biometanu z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji interwencyjnej biometanu;
3) maksymalną cenę, za jaką biometan może zostać sprzedany w drodze aukcji interwencyjnej;
4) okres prawa do pokrycia ujemnego salda.

§ 2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłosi aukcję interwencyjną biometanu, o której mowa w art. 83zc ust. 4 ustawy z dnia 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii, zwaną dalej „aukcją interwencyjną biometanu”, w terminie do ……. 20…r.

§ 3. 1. Otwarcie sesji aukcji interwencyjnej biometanu rozpocznie się w dniu…….. o godz…….. .

2. Zamknięcie sesji aukcji interwencyjnej biometanu nastąpi nie później niż w dniu … o godz. ……. .

§ 4. Łączna ilość biometanu, która może zostać sprzedana w drodze aukcji interwencyjnej biometanu, wynosi:

1) …….m^3 biometanu, a jego łączna wartość wynosi ……..zł, w przypadku biometanu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii o mocy mniejszej niż 2MW;

[1)] Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 25 lipca 2025 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 995).

2) …….m^3 biometanu, a jego łączna wartość wynosi ……..zł, w przypadku biometanu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii o mocy nie mniejszej niż 2MW.

§ 5. Maksymalna cena, za jaką biometan można sprzedać biometan w drodze aukcji interwencyjnej wynosi:

1) … zł za m^3, w przypadku biometanu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii o mocy mniejszej niż 2MW;
2) … zł za m^3 biometanu, w przypadku biometanu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii o mocy nie mniejszej niż 2MW.

§ 6. Okres prawa do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 92 ust. 5a ustawy, biometanu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 83t ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii wynosi…… lat od dnia sprzedaży po raz pierwszy biometanu po dniu zamknięcia sesji aukcji interwencyjnej biometanu.

§ 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 aukcji interwencyjnej biometanu stanowi realizację delegacji ustawowej zawartej w projektowanym art. 83zc ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z …. r. poz. ….), zwanej dalej „ustawą”, która nakłada na ministra właściwego do spraw klimatu obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia, elementów niezbędnych do przeprowadzenia aukcji interwencyjnej biometanu.

Celem wydania projektowanego rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska jest określenie ilości i wartości biometanu, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji interwencyjnej biometanu, jego maksymalnej ceny, terminu i czasu trwania aukcji, a także okresu prawa do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 92 ust. 5a ustawy.

Powyższe wynika z konieczności osiągnięcia zakładanego poziomu sprzedaży biometanu w ramach systemu aukcyjnego, który wynosi…… m^3. Osiągnięcie ww. poziomu pozytywnie wpłynie na zazielenienie całego sektora energetycznego. Należy zbudować fundament dla inwestorów poprzez zaprojektowanie odpowiednich poziomów energii przeznaczonej do sprzedaży w ramach aukcji.

Ma to na celu stworzenie przewidywalnych ram rozwoju sektora biometanu oraz zapewnienie stabilnej perspektywy inwestycyjnej.

Szczegółowe informacje dotyczące przyjętych parametrów

W projektowanym rozporządzeniu określono:

1) termin ogłoszenia oraz otwarcia i zamknięcia sesji aukcji biometanu,
2) łączną ilość i wartość biometanu z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji interwencyjnej biometanu, z uwzględnieniem przepisów wydanych na podstawie art. 83u ust. 5,
3) maksymalną cenę, za jaką biometan może zostać sprzedany w drodze aukcji interwencyjnej,
4) okres prawa do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 92 ust. 5a, biometanu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 83t ust. 1, przy założeniu, że okres ten nie może być dłuższy niż 20 lat od dnia sprzedaży po raz pierwszy biometanu po dniu zamknięcia sesji aukcji interwencyjnej biometanu

– mając na uwadze wytyczne określone w art. 83w ust. 3, a także politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział paliw gazowych wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie, bezpieczeństwo funkcjonowania systemu gazowego, jak również zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych, potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi.

Proponuje się, aby 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 oraz z 2004 r. poz. 597).

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 dotyczy/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.

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie aukcji interwencyjnej biometanu **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** Paulina Hennig-Kloska – Minister Klimatu i Środowiska **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu** ….	**Data sporządzenia** …….. **Źródło:** Delegacja ustawowa na podstawie art. 83zc ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z…) **Nr w wykazie prac**

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Niniejsze rozporządzenie stanowi realizację delegacji ustawowej zawartej w art. 83zc ust. 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z …), dodanym ustawą z dnia …….. r. o zmianie ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. ….). Przepis nakłada na ministra do spraw klimatu obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia, kwestii niezbędnych do przeprowadzenia aukcji interwencyjnej biometanu.

W przypadku gdy zaplanowana do sprzedaży w ramach aukcji ilość biometanu wytworzonego w instalacjach OZE nie zostanie osiągnięta, brak wydania rozporządzenia określającego szczegółowe warunki aukcji interwencyjnej biometanu uniemożliwi przeprowadzenie takiej aukcji. Utrzymywanie takiego stanu rzeczy skutkowałoby zahamowaniem zrównoważonego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Rekomenduje się wydanie przedmiotowego rozporządzenia w sprawie aukcji interwencyjnej biometanu.

Ilość biometanu sprzedawana w ramach aukcji interwencyjnej odpowiada ilości brakującej do osiągnięcia całkowitego wolumenu sprzedaży w ramach systemu aukcji biometanu.

Wysokość ceny w aukcji interwencyjnej biometanu to maksymalny poziom ceny ustalony jako optymalny, zgodny z przewidywanymi kosztami budowy i eksploatacji instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z biogazu oraz biometanu z biogazu rolniczego i odpowiada cenie referencyjnej w aukcji biometanu.

Cena referencyjna w aukcji biometanu służy do określenia maksymalnego poziomu wsparcia, jakie może zostać udzielone podmiotowi będącemu wytwórcą biometanu, który przystępuje do mechanizmu wsparcia, o którym mowa w art. 83t ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

Biorąc pod uwagę fakt, iż przedmiotowe rozporządzenie w zakresie określenia szczegółowych warunków aukcji interwencyjnej biometanu wydawane jest po raz pierwszy, pełni szczególną rolę z punktu widzenia sygnałów rynkowych dla potencjalnych inwestorów zainteresowanych rozwojem sektora biometanu w kraju.

Za sprawą niniejszego projektu 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. Przyjęte rozwiązanie stworzy przewidywalne ramy rozwoju sektora OZE oraz zapewni stabilną perspektywę inwestycyjną.

Dodatkowo, w opinii projektodawcy, zaproponowane wartości ceny referencyjnej w aukcji biometanu, 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.

Z uwagi na fakt, że dane niezbędne upoważnienie zawarte w art. 83zc ust. 5 ww. ustawy jest obligatoryjne, nie jest możliwe zaadresowanie omówionego problemu w sposób inny niż przez podjęcie działań legislacyjnych i wydanie rozporządzenia.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Konstrukcja aukcyjnego systemu wsparcia dla wytwarzania biometanu z odnawialnych źródeł energii i sposób ich przeprowadzania należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce mechanizmu wsparcia oraz jego indywidualne cechy (w tym wytwarzanie biometanu z biogazu rolniczego), proste porównanie z rozwiązaniami wprowadzonymi w innych krajach nie zawsze jest możliwe.

Instrumenty bezpośredniego wsparcia produkcji biometanu oraz określenie maksymalnych wolumenów sprzedaży po określonej cenie zapewniają poczucie przewidywalności i opłacalności inwestycji, zarówno dla deweloperów jak i producentów biometanu, dlatego są szczególnie popularne na wschodzących rynkach biometanu.

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	Przedsiębiorcy zainteresowani przystąpieniem do aukcyjnego systemu wparcia dedykowanego dla wytwarzania biometanu. Informacje dotyczące wysokości ceny referencyjnej w aukcji biometanu 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 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) Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej,
2) Instytut Energetyki Odnawialnej,
3) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
4) Instytut Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy,
5) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
6) Izba Gospodarcza Gazownictwa,
7) Krajowa Izba Gospodarcza,
8) Polska Izba Biomasy,
9) Polska Izba Gospodarcza Ekorozwój,
10) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,
11) Polska Platforma LNG i BIOLNG,
12) Polskie Stowarzyszenie Biometanu,
13) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
14) Polskie Towarzystwo Gospodarcze,
15) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
16) Stowarzyszenie Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
17) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
18) Stowarzyszenie Zielony Gaz Dla Klimatu,
19) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
20) Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa,
2) Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy,
3) Młodzieżowa Rada Klimatyczna,
4) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej,
5) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
6) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
7) 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 dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt podlegał opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (21 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.
7) Polskie Towarzystwo Gospodarcze.

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 nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 35 ust. 2 pkt 2 ustawy z dnia 24 kwietnia 2003 r. o działalności pożytku publicznego i o wolontariacie, wobec czego nie wymaga zaopiniowania przez Radę Działalności Pożytku Publicznego.

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 konsultacji zawierającym zestawienie przedstawionych stanowisk lub opinii i odniesienie się do nich przez organ wnioskujący, udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny, najpóźniej z dniem przekazania projektu na kolejny etap prac legislacyjnych.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z …… r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
								7	8	9	10	*Łącznie (0-10)*
Dochody ogółem								**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
budżet państwa								0	0	0	0	0
JST								0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)								0	0	0	0	0
Wydatki ogółem								**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
budżet państwa								0	0	0	0	0
JST								0	0	0	0	0
pozostałe jednostki (oddzielnie)								0	0	0	0	0
Saldo ogółem								**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
budżet państwa								0	0	0	0	0
JST								0	0	0	0	0

pozostałe jednostki (oddzielnie)								0	0	0	0	0

Źródła finansowania	Projekt rozporządzenia nie powoduje skutków finansowych dla jednostek sektora finansów publicznych, w tym budżetu państwa i budżetów jednostek samorządu terytorialnego, polegających na zwiększeniu wydatków lub zmniejszeniu dochodów tych jednostek w stosunku do wielkości wynikających z obowiązujących przepisów. Z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia dla wytwarzania biometanu z odnawialnych źródeł energii jego finansowanie nie obciąża sektora finansów publicznych. Regulacja ma charakter wtórny wobec ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Wpływ wprowadzenia proponowanych rozwiązań na dochody i wydatki budżetu państwa został opisany w ocenie skutków regulacji do przedmiotowej ustawy.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Rozporządzenie określa wysokość ceny referencyjnej, która jest kluczowym elementem systemu wsparcia dla wytwarzania 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	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 oraz osoby starsze	0	0	0	0	0	0	0
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.
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	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	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, określa jedynie wysokość ceny referencyjnej w aukcji biometanu.

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 z dnia 20 lutego 2015 r. 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

☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☒ inne: bezpieczeństwo energetyczny, rozwój odnawialnych źródeł energii	

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 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

R A D Y M I N I S T R Ó W

z dnia

w sprawie maksymalnych ilości i wartości biometanu, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji biometanu w 2027 r.

Na podstawie art. 184r ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z …… r. poz. …) zarządza się, co następuje:

§ 1. W 2027 r. maksymalna ilość biometanu, która może zostać sprzedana w drodze aukcji biometanu, o której mowa w art. 69a ust. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej:

1) mniejszej niż 2 MW wynosi …….. m^3, a jego wartość wynosi …… zł;
2) nie mniejszej niż 2 MW wynosi …….. m^3, a jego wartość wynosi …… zł.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

PREZES RADY MINISTRÓW

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie maksymalnych ilości i wartości biometanu, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji biometanu w 2027 r. stanowi realizację delegacji ustawowej zawartej w projektowanym art. 184r ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z ….. r. poz. ……), zwanej dalej „ustawą”, która nakłada na Radę Ministrów obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia, maksymalnych ilości i wartości biometanu, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji biometanu w roku 2027.

Celem wydania projektowanego rozporządzenia Rady Ministrów jest określenie ilości i wartości biometanu, które mogą zostać sprzedane w konkretnym, 2027 r.

W związku z wydarzeniami geopolitycznymi i gospodarczymi 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, z późn. zm) oraz dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającej dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylające dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L 2023/2413 z 31.10.2023 r.).

Powyższe oznacza, iż dla osiągnięcia stosownych poziomów udziału biometanu ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. w całej Unii Europejskiej, należy zbudować fundament dla inwestorów poprzez zaprojektowanie odpowiednich poziomów energii przeznaczonej do sprzedaży w ramach aukcji.

Wydanie niniejszego rozporządzenia umożliwia przeprowadzenie aukcji biometanu w trzech kolejnych latach, tworząc długoterminowy harmonogram udzielania wsparcia wytwórcom biometanu w instalacjach OZE w ramach mechanizmu aukcyjnego. Ma to na celu stworzenie przewidywalnych ram rozwoju sektora biometanu oraz zapewnienie stabilnej perspektywy inwestycyjnej.

Szczegółowe informacje dotyczące przyjętych parametrów

W związku z powyższym, w 2027 r. planowana jest sprzedaż, w drodze „aukcji biometanu”, biometanu wytworzonego w instalacjach OZE:

1. o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 2 MW;
2. o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej równej albo nie mniejszej niż 2 MW.

ROK	Moc zainstalowana elektryczna	Ilość biometanu (m^3)	Wartość biometanu (zł)
x	< 2 MW	…	…
x	≥ 2 MW	…	…

Łączny szacowany wolumen biometanu przeznaczony do sprzedaży w trakcie aukcji wynosi …….. m^3. Łączna maksymalna wartość ww. wolumenów (stanowiąca iloczyn wolumenów oraz wartości cen referencyjnych biometanu sprzedawanego w systemie aukcyjnym) wynosi …… zł.

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 oraz z 2004 r. poz. 597).

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 dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej i wpływa w następujący sposób …/nie wpływa na działalność mikro przedsiębiorców oraz małych i średnich przedsiębiorców.

Nazwa projektu	**Data sporządzenia**
Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie maksymalnych ilości i wartości biometanu, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji biometanu w 2027 r. **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** Paulina Hennig-Kloska – Minister Klimatu i Środowiska **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu** **……..**	……. **Źródło:** Delegacja ustawowa na podstawie art. 184r ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii **Nr w wykazie prac RM**

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Niniejsze rozporządzenie stanowi realizację delegacji ustawowej zawartej w art. 184r ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, zgodnie z którą Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, maksymalne ilości i wartości biometanu, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji biometanu w 2027 r.

Bez określenia ilości i wartości biometanu, który może zostać sprzedany w drodze aukcji nie będzie możliwości przeprowadzenia aukcji biometanu, tym samym nie byłby zapewniony pełny wachlarz wsparcia operacyjnego dla potencjalnych wytwórców biometanu. Bez wskazania ww. maksymalnych ilości i wartości dalszy zrównoważony rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce byłby zahamowany.

Brak rozporządzenia uniemożliwia kontynuację trendu wzrostowego rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii w sektorze elektroenergetycznym, niezbędną 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.

Z uwagi na fakt, że upoważnienie jest obligatoryjne, nie jest możliwe zaadresowanie omówionego problemu w sposób inny niż przez podjęcie działań legislacyjnych i wydanie rozporządzenia.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

W celu wykonania upoważnienia ustawowego i umożliwienia przeprowadzenia aukcji sprzedaży biometanu wytworzonego w instalacjach OZE przez jednoczesne opublikowanie długoterminowego harmonogramu wsparcia w ramach tego mechanizmu, rekomenduje się wydanie przedmiotowego rozporządzenia określającego maksymalną cenę, wyrażoną w złotych za 1 m^3, za jaką w ramach systemu aukcyjnego może zostać sprzedany przez wytwórców biometan, określoną z uwzględnieniem „koszyków aukcyjnych”, tj. oddzielnie dla wytwórcy biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z biogazu oraz z biogazu rolniczego, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 2 MW i o mocy zainstalowanej elektrycznej równej albo nie mniejszej niż 2 MW.

Wysokość ceny referencyjnej w aukcji biometanu to maksymalny poziom ceny ustalony jako optymalny, zgodny z przewidywanymi kosztami budowy i eksploatacji instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z biogazu oraz biometanu z biogazu rolniczego.

Cena referencyjna w aukcji biometanu służy do określenia maksymalnego poziomu wsparcia, jakie może zostać udzielone podmiotowi będącemu wytwórcą biometanu, który przystępuje do mechanizmu wsparcia, o którym mowa w art. 83t ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

Wskazana wartość ceny referencyjnej w aukcji biometanu określonej oddzielnie dla instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, ma na celu ułatwienie podejmowania przez przedsiębiorców decyzji inwestycyjnych w zakresie wytwarzania biometanu.

Ponadto, biorąc pod uwagę fakt, wydawane jest po raz pierwszy, pełni szczególną rolę z punktu widzenia sygnałów rynkowych dla potencjalnych inwestorów zainteresowanych rozwojem sektora biometanu w kraju. Przyjęte rozwiązanie stworzy przewidywalne ramy rozwoju sektora OZE - biometan oraz zapewni stabilną perspektywę inwestycyjną.

Dodatkowo, w opinii projektodawcy, zaproponowane wartości ceny referencyjnej w aukcji biometanu, 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 przeprowadzeniem analizy danych pozyskanych od partnerów społecznych, zawierających informacje w zakresie poziomu kosztów inwestycyjnych oraz operacyjnych związanych z prowadzeniem działalności gospodarczej w zakresie biometanu. Ponadto, mając na uwadze fakt, iż biogaz (w tym biogaz rolniczy) wykorzystywany do wytworzenia biometanu będzie wytwarzany w instalacjach odnawialnych źródeł energii takich samych jak instalacje odnawialnego źródła energii służące do wytwarzania biogazu na potrzeby kogeneracji do sporządzenia obliczeń wysokości cen referencyjnych wykorzystano część założeń wykorzystanych przy pracach nad rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 8 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, okresów obowiązujących wytwórców, którzy w danym roku wygrali aukcje oraz referencyjnych wolumenów sprzedaży energii elektrycznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 2440) – szczegółowe informacje dotyczące przyjętych założeń znajdują się w uzasadnieniu do projektu przedmiotowego rozporządzenia.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Konstrukcja aukcyjnego systemu wsparcia dla wytwarzania biometanu z odnawialnych źródeł energii i sposób ich przeprowadzania należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce mechanizmu wsparcia oraz jego indywidualne cechy (w tym wytwarzanie biometanu z biogazu rolniczego), 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	Przedsiębiorcy zainteresowani przystąpieniem do aukcyjnego systemu wparcia dedykowanego dla wytwarzania biometanu. Informacje dotyczące maksymalnej ilości i wartości biometanu, który może zostać sprzedany w aukcji biometanu 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 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 oraz z 2024 r. poz. 1535) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2024 r., poz. 806), 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. Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej,
2. Instytut Energetyki Odnawialnej,
3. Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
4. Instytut Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy,
5. Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
6. Izba Gospodarcza Gazownictwa,
7. Krajowa Izba Gospodarcza,
8. Polska Izba Biomasy,
9. Polska Izba Gospodarcza Ekorozwój,
10. Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,
11. Polska Platforma LNG i BIOLNG,
12. Polskie Stowarzyszenie Biometanu,
13. Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
14. Polskie Towarzystwo Gospodarcze,
15. Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
16. Stowarzyszenie Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
17. Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
18. Stowarzyszenie Zielony Gaz Dla Klimatu,
19. Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
20. Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1. Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa,
2. Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy,
3. Młodzieżowa Rada Klimatyczna,
4. Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej,
5. Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
7. 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 dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (21 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.
7. Polskie Towarzystwo Gospodarcze.

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 2024 r. poz. 949).

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 Radę Dialogu Społecznego.

Projekt dotyczy/nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 35 ust. 2 pkt 2 ustawy z dnia 24 kwietnia 2003 r. o działalności pożytku publicznego i o wolontariacie, wobec czego wymaga/nie wymaga zaopiniowania przez Radę Działalności Pożytku Publicznego i zostanie przekazany do niej w celu wyrażenia opinii w terminie 30 dni.

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 konsultacji zawierającym zestawienie przedstawionych stanowisk lub opinii i odniesienie się do nich przez organ wnioskujący, udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny najpóźniej z dniem przekazania projektu na kolejny etap prac legislacyjnych.

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	Projekt rozporządzenia nie powoduje skutków finansowych dla jednostek sektora finansów publicznych, w tym budżetu państwa i budżetów jednostek samorządu terytorialnego, polegających na zwiększeniu wydatków lub zmniejszeniu dochodów tych jednostek w stosunku do wielkości wynikających z obowiązujących przepisów. Z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia dla wytwarzania biometanu z odnawialnych źródeł energii jego finansowanie nie obciąża sektora finansów publicznych. Regulacja ma charakter wtórny wobec ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Wpływ wprowadzenia proponowanych rozwiązań na dochody i wydatki budżetu państwa został opisany w ocenie skutków regulacji do przedmiotowej ustawy.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Rozporządzenie określa maksymalną ilość oraz cenę biometanu, która jest kluczowym elementem systemu wsparcia dla wytwarzania 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	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 oraz osoby starsze	0	0	0	0	0	0	0
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa maksymalną ilość i wartość biometanu, jaki może zostać sprzedany w drodze aukcji biometanu.						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa maksymalną ilość i wartość biometanu, jaki może zostać sprzedany w drodze aukcji biometanu.						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa maksymalną ilość i wartość biometanu, jaki może zostać sprzedany w drodze aukcji biometanu.						
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa maksymalną ilość i wartość biometanu, jaki może zostać sprzedany w drodze aukcji biometanu.						
Niemierzalne		Brak wpływu.						
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, określa jedynie maksymalne ilości i wartości biometanu, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji biometanu w kolejnych trzech latach						

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 z dnia 20 lutego 2015 r. 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
☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☒ inne: bezpieczeństwo energetyczne, odnawialne źródła energii	

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 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 parametrów jakościowych biogazu, biogazu rolniczego oraz biometanu dostarczanych gazociągiem bezpośrednim służącym do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu oraz sposobów ich pomiarów i rejestracji[2)]

Na podstawie art. 7a[1] ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z …. poz. …..) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa:

1) parametry jakościowe biogazu, biogazu rolniczego oraz biometanu,
2) sposoby pomiarów i rejestracji parametrów jakościowych biogazu, biogazu rolniczego oraz biometanu

– dostarczanych gazociągiem bezpośrednim służącym do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu.

§ 2. Biogaz, biogaz rolniczy oraz biometan dostarczane gazociągiem bezpośrednim posiadają następujące parametry jakościowe:

1) zawartość dwutlenku węgla nie przekracza 50,0 %;
2) zawartość siarkowodoru nie przekracza 160 ppm (228,6 mg/m^3);
3) zawartość amoniaku nie przekracza 120 ppm (91,2 mg/m^3);
4) zawartość siarki całkowitej nie przekracza 670 mg/m^3;
5) temperatura punktu rosy wody wynosi -10°C przy maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) równym 0,5 MPa;
6) w przypadku ciśnienia powyżej 0,5 MPa punkt rosy wody określa się na etapie projektu i jest on niższy niż minimalna temperatura jaka może wystąpić w rurociągu układanym w

---

1) Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 25 lipca 2025 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 995).

2) Niniejsze rozporządzenie zostało notyfikowane Komisji Europejskiej w dniu ….. pod numerem 2025/…../PL, 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).

strefie przemarzania gruntu przy uwzględnieniu maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP).

§ 3. W celu dokonania pomiarów parametrów jakościowych biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu dostarczanego za pomocą gazociągu bezpośredniego w regularnych odstępach czasu, nie rzadziej niż co godzinę, w próbce odpowiednio biogazu albo biogazu rolniczego albo biometanu wykonuje się pomiary zawartości dwutlenku węgla, siarkowodoru, amoniaku i siarki całkowitej zgodnie z aktualnym poziomem wiedzy i najlepszą praktyką, w szczególności według wytycznych zawartych w normie „PN-EN ISO 6976 Gaz ziemny − Obliczanie wartości kalorycznych, gęstości, gęstości względnej i liczby Wobbego na podstawie składu”.

§ 4. Pomiarów zawartości gazów wymienionych § 3 w biogazie albo w biogazie rolniczym albo w biometanie dokonuje się:

1) na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, których właściwości metrologiczne zostały poświadczone w świadectwie wzorcowania, o którym mowa w art. 6a ust. 3 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach (Dz. U. z … r. poz. …);
2) w sposób ciągły w okresach, w których następuje przesył biogazu albo biogazu rolniczego albo biometanu do dalszego wykorzystania lub przetwarzania;
3) w miejscu zlokalizowanym bezpośrednio przed punktem dalszego wykorzystania lub przetwarzania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu.

§ 5. 1. Wyniki pomiarów są rejestrowane z zastosowaniem elektronicznego systemu przetwarzania danych i przekazywane odbiorcy biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu.

2. Rejestrację danych z zastosowaniem elektronicznego systemu przetwarzania danych prowadzi się w sposób chronologiczny i umożliwiający wgląd do treści dokonywanych zapisów oraz ochronę przechowywanych danych przed usunięciem lub zniekształceniem.

§ 6. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

MINISTER KLIMATU

I ŚRODOWISKA

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją delegacji ustawowej zawartej w a art. 7a[1] ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z … r. poz. …..), zwanej dalej „ustawą - Prawo energetyczne", która nakłada na ministra do spraw klimatu obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia, parametrów jakościowych biogazu, biogazu rolniczego oraz biometanu dostarczanego gazociągiem bezpośrednim oraz sposoby ich pomiarów i rejestracji.

Wykorzystanie potencjału sektora biogazowego może mieć znaczący wkład w zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dywersyfikację źródeł energii. Jest to szczególnie istotne w obecnej sytuacji geopolitycznej, gdyż dynamiczny rozwój tego sektora przyczyni się niewątpliwe do uniezależnienia Polski od zewnętrznych dostaw gazu oraz wzmocni autonomię kraju poprzez możliwość pozyskania energii na rynku krajowym.

Produkcja biogazu, w tym biogazu rolniczego, a w przyszłości także biometanu ma służyć głównie zmniejszeniu zużycia gazu ziemnego i stanowić jeden z fundamentów transformacji energetycznej kraju.

Poza produkcją biometanu, który będąc oczyszczonym biogazem spełnia wymagania analogiczne jak gaz ziemny, alternatywą dla konwencjonalnych paliw gazowych, jest również wzrost produkcji biogazu i biogazu rolniczego. Jednak, aby biogaz stanowił nie tylko element bilansowania systemu elektroenergetycznego, ale także realne wsparcie dla systemów gazowych, konieczne jest stworzenie ram dla jego wykorzystania w inny sposób niż tylko do produkcji ciepła i energii elektrycznej w miejscu wytworzenia biogazu. Działaniem w tym kierunku jest m.in. umożliwienie transportu biogazu od wytwórcy do pojedynczego odbiorcy przemysłowego za pośrednictwem gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu. Z tego powodu projektowane regulacje nie odnoszą się do lokalnych sieci gazowych, które muszą spełnić bardziej rygorystyczne wymogi w zakresie parametrów jakościowych przesyłanego biogazu ze względu na większą liczbę odbiorców i ich wymagania jakościowe.

Jak wynika z opinii przedstawicieli branży biogazowej, działających na rzecz rozwoju rynku biogazu i biometanu w grupach roboczych, powołanych do działania w ramach *Porozumienia o współpracy na rzecz rozwoju rynku biogazu i biometanu* oraz opinii Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi, przepisy w zakresie biogazu i biogazu rolniczego wymagają zmiany, ponieważ

regulacje dotyczące sektora gazowego nie uwzględniają specyfiki tego paliwa gazowego w aspekcie jego transportu przy wykorzystaniu gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu lub biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 3 pkt 11e ustawy Prawo energetyczne.

Ze względu na brak uregulowań prawnych, które określają zasady transportu biogazu, w tym biogazu rolniczego lub biometanu, gazociągiem bezpośrednim służącym do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, zasadne jest wprowadzenie odpowiednich zmian prawnych w przepisach krajowych, postulowanych przez branżę biogazową.

W celu realizacji oczekiwań branży biogazowej na zlecenie Ministerstwa Klimatu i Środowiska została sporządzona ekspertyza pn. *Określenie optymalnych parametrów biogazu rolniczego transportowanego biogazociągiem bezpośrednim przy zachowaniu bezpieczeństwa jego transportu* przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy.

Przedmiotowa ekspertyza miała na celu określenie możliwości realizacji transportu biogazu rolniczego pomiędzy jego wytwórcą a odbiorcą przemysłowym. Analizie poddano dwa scenariusze dostawy biogazu do odbiorcy, stanowiące alternatywne warianty realizacji procesu, a mianowicie transport z biogazowni do instalacji oczyszczania oraz transport z biogazowni do pojedynczego odbiorcy przemysłowego.

W obu przypadkach celowym było określenie granicznych parametrów fizyko-chemicznych i jakościowych biogazu oraz warunków technicznych gazociągu z uwzględnieniem funkcjonujących przepisów dla gazociągów, bezpieczeństwa funkcjonowania systemu oraz dedykowanych dla każdego z ww. wariantów uwarunkowań.

Ponadto, w celu wypracowania propozycji zapisów przedmiotowego rozporządzenia w Ministerstwie Klimatu i Środowiska został powołany zespół ekspertów, którego prace odbywały w ramach Grupy roboczej nr 1 R*ozwój lokalnych sieci dystrybucyjnych dla biogazu i biometanu*, działającej przy *Porozumieniu o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu.* Zaangażowanie członków ww. zespołu pozwoliło na wypracowanie koncepcji rozwiązań prawnych dot. budowania połączeń transportujących biogaz, w tym biogaz rolniczy, pomiędzy wytwórcą i instalacją odbiorcy.

Zaprojektowane rozwiązania, tj. polegające na kreśleniu parametrów jakościowych i sposobu ich pomiarów i rejestracji odnoszą się do biogazu, w tym biogazu rolniczego, oczyszczonego w stopniu pozwalającym na jego dostarczanie gazociągiem bezpośrednim biogazu, co stwarza ekonomiczne uzasadnienie dla transportu paliwa przez podmioty, które nie mają możliwości energetycznego wykorzystania biogazu w miejscu jego wytworzenia lub nie są zainteresowane ponoszeniem kosztów oczyszczania biogazu do parametrów jakościowych właściwych dla gazu ziemnego. Obecnie, kiedy nie istnieją krajowe instalacje oczyszczania biogazu do biometanu, takie rozwiązanie zapewni transport biogazu do jednostek, które wykorzystają jego potencjał do produkcji energii elektrycznej, ciepła lub chłodu. Silniki kogeneracyjne będą mogły być zlokalizowane w miejscu faktycznego zapotrzebowania na energię elektryczną lub ciepło, niezależnie od lokalizacji instalacji biogazowej. Takie rozwiązanie zapewni poprawę sytuacji ekonomicznej branży biogazowej, poszerzając możliwość sprzedaży biogazu, w tym biogazu rolniczego, odbiorcom końcowym.

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 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, oraz z 2004 r. poz. 597).

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.

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie parametrów jakościowych biogazu, biogazu rolniczego oraz biometanu dostarczanych gazociągiem bezpośrednim służącym do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu oraz sposobów ich pomiarów i rejestracji **Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące** Ministerstwo Klimatu i Środowiska **Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu** Paulina Hennig – Kloska – Minister Klimatu i Środowiska **Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu**	**Data sporządzenia** …. **Źródło:** art. 7a[1] ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z …r. poz. …) **Nr w Wykazie prac legislacyjnych i programowych RM**

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Niniejsze rozporządzenie stanowi realizację delegacji ustawowej z art. 7a[1] ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r., zgodnie z którą minister właściwy do spraw klimatu określi parametry jakościowe biogazu, biogazu rolniczego oraz biometanu dostarczanego gazociągiem bezpośrednim oraz sposoby ich pomiarów i rejestracji.

Jak wynika z opinii przedstawicieli branży biogazowej, działających na rzecz rozwoju rynku biogazu i biometanu w grupach roboczych powołanych do działania w ramach Porozumienia o współpracy na rzecz rozwoju rynku biogazu i biometanu oraz opinii Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi, przepisy w zakresie biogazu, w tym biogazu rolniczego, wymagają zmiany, ponieważ regulacje dotyczące sektora gazowego nie uwzględniają specyfiki funkcjonowania sektora biogazu oraz aspektów związanych z jego transportem.

Obecnie nie istnieje rozwiązanie zapewniające dostarczanie biogazu do jednostek, które wykorzystają jego potencjał do produkcji energii elektrycznej, ciepła lub chłodu. Silniki kogeneracyjne muszą być zlokalizowane w miejscu faktycznego zapotrzebowania na energię elektryczną lub ciepło, które jest zależne od lokalizacji instalacji biogazowej. Taki stan rzeczy utrzymuje niekorzystną sytuację ekonomiczną dla branży biogazowej, która ma ograniczone możliwości sprzedaży biogazu, w tym biogazu rolniczego, odbiorcom końcowym.

Bez zapewnienia odpowiednich warunków integracji instalacji biogazowych z instalacjami oczyszczania biogazu do biometanu za pomocą gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu lub biogazu rolniczego, z uwagi na ograniczoną dostępność do sieci gazowych oraz koszty oczyszczania biogazu do biometanu, rozwój sektora biogazowego oraz biometanowego będzie znacznie utrudniony.

W związku z powyższym konieczne jest stworzenie ram dla jego wykorzystania w inny sposób niż tylko do produkcji ciepła i energii elektrycznej w miejscu wytworzenia poprzez umożliwienie transportu biogazu od jego wytwórcy do instalacji oczyszczania biogazu do biometanu lub do pojedynczego odbiorcy przemysłowego gazociągiem bezpośrednim służącym do dostarczania biogazu lub biogazu rolniczego.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Rekomenduje się wydanie przedmiotowego rozporządzenia, które określi parametry jakościowe biogazu, biogazu rolniczego oraz biometanu dostarczanego gazociągiem bezpośrednim oraz sposoby ich pomiarów i rejestracji.

Zasadne jest wprowadzenie odpowiednich zmian prawnych w przepisach krajowych, które uzupełniałyby system zasad transportu biogazu gazociągiem bezpośrednim służącym do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu.

W tym celu na zlecenie Ministerstwa Klimatu i Środowiska została sporządzona ekspertyza pn. Określenie optymalnych parametrów biogazu rolniczego transportowanego biogazociągiem bezpośrednim przy zachowaniu bezpieczeństwa jego transportu przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy.

Przedmiotowa ekspertyza miała na celu określenie możliwości realizacji transportu biogazu rolniczego pomiędzy jego wytwórcą a instalacją odbiorcy przemysłowego. Analizie poddano dwa scenariusze dostawy biogazu do instalacji odbiorcy, stanowiące alternatywne warianty realizacji procesu:

1. Transport z biogazowni do instalacji oczyszczania.

2. Transport z biogazowni do instalacji pojedynczego odbiorcy przemysłowego.

Wyżej wymieniona ekspertyza wykazała, że w obu przypadkach celowym jest określenie granicznych parametrów fizyko-chemicznych i jakościowych biogazu rolniczego oraz warunków technicznych gazociągu bezpośredniego biogazu z uwzględnieniem funkcjonujących przepisów dla gazociągów, bezpieczeństwa funkcjonowania systemu oraz dedykowanych dla każdego z ww. wariantów uwarunkowań.

Rozporządzenie wprowadzi niezbędne regulacje dotyczące transportu biogazu z instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej biogaz, w tym biogaz rolniczy, do instalacji odbiorcy, zużywającego biogaz na potrzeby własne lub wykorzystującego biogaz do wytwarzania biometanu.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Analiza światowych doświadczeń w zakresie transportu biogazu rurociągami wyraźnie pokazuje, że doświadczenia na tym polu są niewielkie i odnoszą się głównie do transportu wstępnie oczyszczonego biogazu, który jest osuszony do temperatury punktu rosy wody przynajmniej 10°C i kondycjonowany przez oczyszczenie z zanieczyszczeń, takich jak siarkowodór i siloksany, ale w którym nie zmniejszono jeszcze zawartości procentowej dwutlenku węgla i azotu. Jest to związane z tym, że głównym celem transportu biogazu w rozpatrywanych przypadkach było jego dostarczenie do centralnej stacji uzdatniania do parametrów biometanu, a następnie zatłoczenie do sieci gazu ziemnego.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Przedsiębiorcy (wytwórcy biogazu i biometanu w instalacjach odnawialnych źródeł energii)	Potencjalnie kilkaset jednostek wytwórczych (wg danych URE na koniec sierpnia 2024 r. w Polsce funkcjonowało 400 instalacji biogazowych, w tym, zgodnie z rejestrem wytwórców biogazu rolniczego KOWR wg stanu na dzień 27.11.2024 r.,176 biogazowni rolniczych.	Szacunki własne.	Przedsiębiorcy zainteresowani przesyłaniem biogazu do pojedynczego odbiorcy - do instalacji oczyszczania biogazu, biogazu rolniczego do biometanu lub do instalacji pojedynczego odbiorcy przemysłowego.
Prezes Urzędu Regulacji Energetyki		Przepisy prawa	Wydawanie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zgód na budowę

			gazociągów bezpośrednich służących do dostarczania biogazu lub biogazu rolniczego oraz uprawnienie do nakładania nowego rodzaju kar pieniężnych

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 Ochrony Środowiska S.A.,
2) BNP Paribas Bank Polska SA (BNPP),
3) BZK (BZK Energy),
4) Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej,
5) Instytut Energetyki Odnawialnej,
6) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
7) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
8) Izba Gospodarcza Gazownictwa,
9) Konfederacja Lewiatan,
10) Krajowa Izba Gospodarcza,
11) Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.,
12) PKN ORLEN S.A.,
13) Polska Izba Gospodarcza Ekorozwój,
14) Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej,
15) Polska Platforma LNG i BIOLNG,
16) Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.,
17) Polskie Stowarzyszenie Biometanu,
18) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
19) Polskie Towarzystwo Gospodarcze,
20) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
21) Stowarzyszenie Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
22) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
23) Stowarzyszenie Zielony Gaz Dla Klimatu,
24) Szkoła Główna Gospodarstwa Wiejskiego,
25) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
26) Uniwersytet Techniczno-Przyrodniczy w Bydgoszczy,
27) Uniwersytet Warmińsko-Mazurski w Olsztynie,
28) WFOSIGW w Białymstoku,
29) Związek Banków Polskich.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (14 dni) następującym podmiotom:

1) Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa,
2) Instytut Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy,
3) Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy,
4) Młodzieżowa Rada Klimatyczna,
5) Prezes Głównego Urzędu Miar,
6) Prezes Prokuratorii Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej,
7) Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
8) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki,
9) Polski Komitet Normalizacyjny,
10) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów związków 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,
7) Polskie Towarzystwo Gospodarcze.

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. z 2024 r. poz. 949).

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 (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, 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.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostały omówione w raporcie z konsultacji, zawierającym zestawienie przedstawionych stanowisk lub opinii i odniesienie się do nich przez organ wnioskujący, 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.
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. Wydatki oraz dochody związane w wprowadzeniem omawianej regulacji zostały uwzględnione w projekcie …….

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	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 oraz osoby starsze	0	0	0	0	0	0	0
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projektowane regulacje będą miały pozytywny wpływ na konkurencyjność wewnętrzną i zewnętrzną gospodarki ze względu na podniesienie konkurencyjności przedsiębiorców. Dzięki wprowadzeniu przedmiotowych przepisów przedsiębiorcy będą mieli zapewnioną możliwość wykorzystania biogazu w inny sposób niż tylko do produkcji ciepła i energii elektrycznej w miejscu wytworzenia poprzez umożliwienie transportu biogazu od jego wytwórcy do instalacji oczyszczania biogazu do biometanu lub do pojedynczego odbiorcy przemysłowego.						

	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Dzięki wprowadzeniu przedmiotowych przepisów przedsiębiorcy będą mieli zapewnioną możliwość wykorzystania biogazu w inny sposób niż tylko do produkcji ciepła i energii elektrycznej w miejscu wytworzenia poprzez umożliwienie transportu biogazu od jego wytwórcy do instalacji oczyszczania biogazu do biometanu lub do pojedynczego odbiorcy przemysłowego.
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków.
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	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 będzie miała pozytywny wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym na funkcjonowanie przedsiębiorstw, ponieważ umożliwi sprzedaż biogazu, biogazu rolniczego w postaci produktu do szerokiej liczby zainteresowanych odbiorców.	

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

Projektowana regulacja może mieć wpływ na rynek pracy i przyczynić się do utworzenia nowych miejsc pracy. Przede wszystkim, ze względu na konieczność przeprowadzania pomiarów i rejestracji parametrów wytworzonego biogazu, w tym biogazu rolniczego transportowanego gazociągiem bezpośrednim. 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 ☐ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☒ inne: bezpieczeństwo energetyczne, odnawialne źródła energii	☐ 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 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.